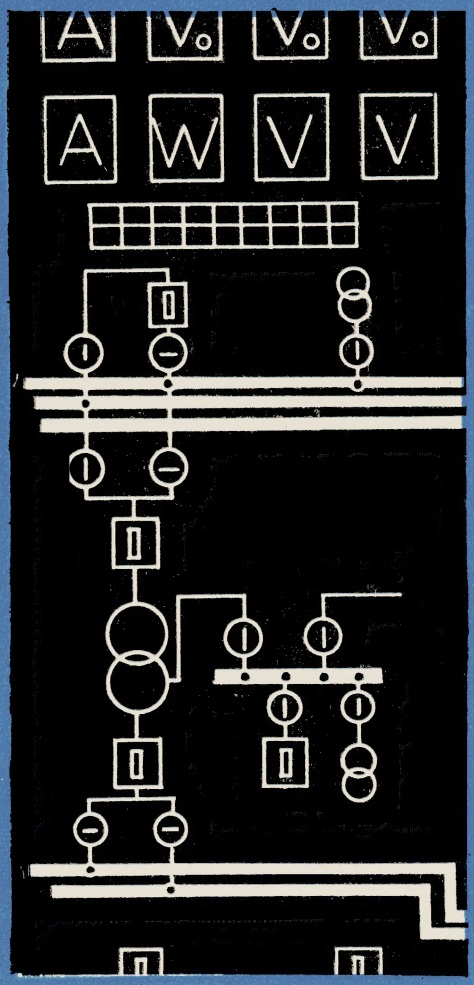
С.И.Лезнов, А.Л.Фаерман, Л.Н.Махлина

УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК



ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ

С. И. Лезнов, А. Л. Фаерман, Л. Н. Махлина

Комсомольская
конф. ЭС, 11.86.

УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ, ПЕРЕРАБОТАННОЕ
И ДОПОЛНЕННОЕ

МОСКВА ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ 1986

ББК 31.277
Л 41
УДК 621.311.2/4.06

Рецензент Л. И. Какуевицкий

Лезнов С. И. и др.

Л 41 Устройство и обслуживание вторичных цепей электроустановок/С. И. Лезнов, А. Л. Фаерман, Л. Н. Махлина — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1986 — 152 с.: ил.

Рассмотрены принципы и особенности построения вторичных цепей на электростанциях и подстанциях. Первое издание вышло в 1979 г. Во втором издании более полно описаны схемы управления и сигнализации оборудования и приведены в соответствие с ГОСТ и ЕСКД; расширены сведения по аппаратуре вторичных устройств и щитовым изделиям. Особое внимание уделено эксплуатации, оперативному обслуживанию, контролю состояния и защите вторичных цепей.

Для инженерно-технического и оперативного персонала, занимающегося эксплуатацией вторичных устройств.

Л $\frac{2302040000\text{-}015}{051(01)\text{-}86}$ 158-86 ББК 31.277

© Издательство «Энергия», 1979
© Энергоатомиздат, 1986, с изменениями

ПРЕДИСЛОВИЕ

Техническая эксплуатация современных электростанций, электрических сетей и подстанций вызывает необходимость в многочисленных разнообразных устройствах, предназначенных для управления коммутационной аппаратурой схем электрических соединений, контроля технического состояния электрооборудования, устройств автоматики и релейной защиты, поддержания заданных режимов работы, измерений, сигнализации, блокировки и т. д.

Для связи вторичных устройств с основным электрооборудованием, с источниками питания (измерительными трансформаторами, аккумуляторными батареями, статическими преобразователями и т. д.), необходимо иметь разветвленные и протяженные вторичные цепи, оснащенные соответствующими переключающими, защитными и другими аппаратами и приборами. От работы вторичных цепей зависит надежная, бесперебойная и экономичная эксплуатация любых электрических установок (в особенности электростанций и подстанций).

В настоящей книге рассматриваются вторичные цепи постоянного и переменного тока напряжением до 1 кВ, которые служат для питания и соединения между собой (с помощью шин, кабелей, проводов) аппаратов и приборов управления, релейной защиты, автоматики, сигнализации, измерения.

В книге изложено устройство вторичных цепей трансформаторов тока, напряжения, цепей оперативного тока для современных электрических схем электростанций и подстанций; приведены правила присвоения условных обозначений вторичным цепям по ГОСТ и ЕСКД.

В некоторых главах затрагиваются способы управления и сигнализации средствами телемеханики и вычислительной техники, хотя сами по себе эти и другие вопросы—релейной защиты, автоматики, связи не являются темой настоящей книги и в ней не рассматриваются.

Во втором издании более полно рассмотрены схемы управления, блокировки, сигнализации оборудования электростанций и подстанций и необходимые для этого приборы, аппаратура и арматура. Основные сведения по некоторым приборам и аппаратам, контактной арматуре выделены в отдельную главу и расширены.

В книге изложены вопросы обслуживания вторичных цепей (профилактическая система проверок и осмотров, применяемые схемы и приборы для контроля исправности вторичных цепей, порядок приемки-сдачи смен и т. д.).

При написании книги авторами использованы некоторые проекты и типовые разработки проектных институтов и Союзтехэнерго Минэнерго СССР.

Авторы выражают большую благодарность Б. С. Лезнову, написавшему § 5.1—5.4; Л. И. Какуевицкому за его полезные указания и советы при рецензировании книги, а также редактору книги Ф. Н. Рывкиной.

Замечания и пожелания читателей просим направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая набережная, 10, Энергоатомиздат.

Авторы

ГЛАВА 1

СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

1.1. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

В современных условиях для обеспечения надежности и экономичности электроснабжения потребителей необходима совместная работа большого количества электростанций, подстанций (энергообъектов) и связывающих их электрических сетей разных напряжений. Однако при этом электрические схемы станций и подстанций должны обеспечивать соединение их отдельных элементов в различных сочетаниях достаточно просто, удобно и надежно.

Необходимость изменения схемы возникает в нормальных условиях эксплуатации, при изменении режима работы энергосистемы, при выводе оборудования в ремонт, проведении испытаний электрооборудования, ликвидации аварий, при пожарах и несчастных случаях. Чтобы можно было производить изменения электрических схем, их элементы — генераторы, трансформаторы, воздушные и кабельные линии, сборные шины распределительных устройств (РУ) и др. — соединяют друг с другом посредством коммутационных аппаратов. К ним в установках напряжением 1 кВ и выше относятся выключатели, разъединители, отделители, а в установках до 1 кВ — автоматические выключатели, контакторы, магнитные пускатели, рубильники и другие аппараты, с помощью которых производятся оперативные переключения, необходимые для изменения электрических схем.

Различают электрические схемы электростанций и подстанций, определяющие состав элементов силового оборудования и связи между ними, и схемы вспомогательных (вторичных) цепей электрических соединений, включающие в себя приборы и устройства управления, автоматики, измерения, защиты и сигнализации элементов электрооборудования (генераторов, трансформаторов, реакторов, компенсирующих устройств и др.), линий электропередачи, а также связи между ними.

Электрические схемы электростанций и подстанций включают в себя главную схему электрических соединений электростанций и подстанций и схемы электрических соединений их собственных нужд (СН).

Главной схемой электрических соединений электростанции или подстанции называется схема электрических соединений основного электрооборудования электростанции или подстанции (генераторов, трансформаторов, реакторов, компенсирующих устройств) с указанием основных параметров оборудования.

Главные схемы электрических соединений выбираются на основании схемы развития энергосистемы и должны обеспечивать требуемую надежность электроснабжения потребителей, а также перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям. Они должны быть экономичными, обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений.

Для электростанций основными факторами при выборе их главных схем являются: тип электростанции — тепловая электростанция (ТЭС) — блочная или электростанция с поперечными связями по теплу, атомная (АЭС) или гидроэлектростанция (ГЭС); мощность и количество агрегатов; напряжение, на котором выдается энергия в энергосистему; число отходящих линий и др.

Для главных схем подстанций определяющими факторами являются месторасположение подстанции в энергосистеме и ее назначение, мощность, передаваемая через подстанцию, количество отходящих линий и уровни напряжений, количество и мощность трансформаторов и автотрансформаторов связи и понижающих трансформаторов, наличие синхронных компенсаторов или конденсаторов и др.

Указанное предопределяет большое многообразие главных схем электрических соединений и подстанций, особенно крупных, имеющих РУ нескольких напряжений. Каждое из этих РУ может иметь различные электрические схемы соединений.

Рассмотрим наиболее распространенные и характерные главные схемы, приведенные на рис. 1.1 и 1.2. Заметим, что эти схемы находят применение как на электростанциях, так и на подстанциях.

Схема с двумя системами шин и одним выключателем на одно присоединение (рис. 1.1, *а*) широко применяется на электростанциях небольшой и средней мощности напряжением 6—10—35 кВ. Схема позволяет вести пооче-

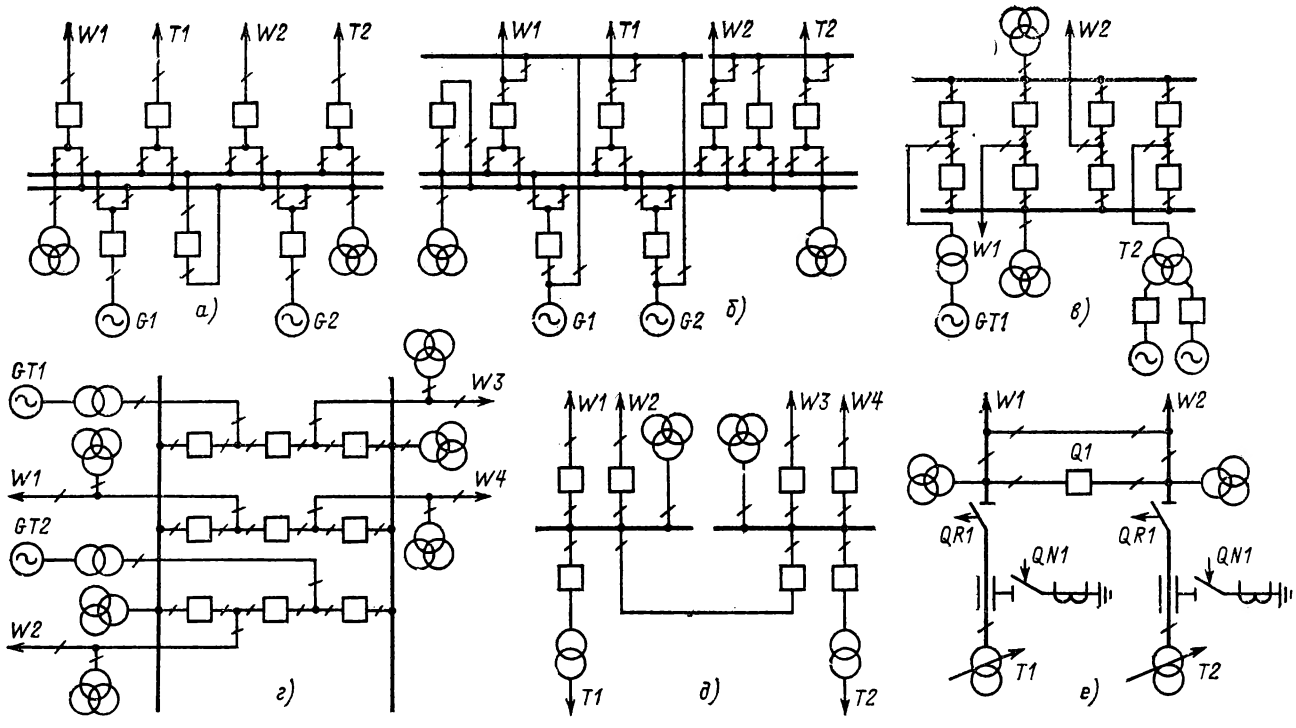


Рис. 1.1. Распространенные главные схемы электрических соединений для различных уровней напряжения:
а — схема с двумя системами шин и одним выключателем на одно присоединение; *б* — схема с двумя системами шин и обходной системой шин; *в* — схема с двумя системами шин и двумя выключателями на присоединение; *г* — схема с двумя системами шин и тремя выключателями на два присоединения (полуторная); *д* — схема с одной секционированной системой шин; *е* — схема мостика

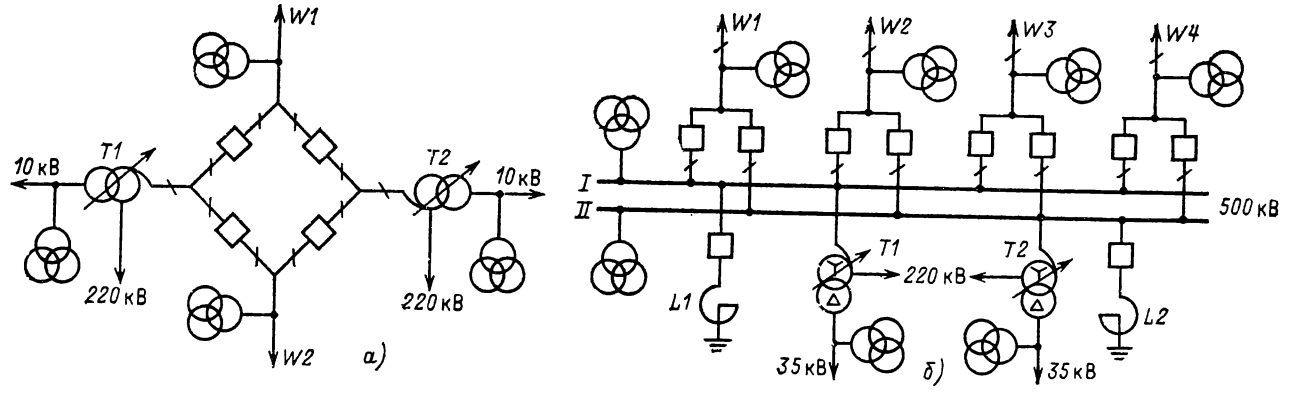


Рис. 1.2. Типовые главные схемы электрических соединений крупных электростанций и подстанций 330 кВ и выше:
а — схема четырехугольника; *б* — схема трансформаторы — шины

редно ремонт шин. Наличие шиносоединительного выключателя позволяет при помощи разъединителей распределить все присоединения между двумя основными шинами и сохранить их параллельную работу. Схема имеет тот основной недостаток, что вывод в ремонт выключателя любого присоединения требует отключения этого присоединения. Этого недостатка лишена схема с двумя рабочими и одной обходной системами шин (рис. 1.1, *б*), которая позволяет благодаря наличию обходной системы шин и обходного выключателя производить ремонт любого выключателя без отключения присоединения. Эта схема применяется на напряжении 110—220 кВ при числе присоединений от 7 до 15.

Схемы со сборными шинами с двумя и полутора выключателями на присоединение предусматриваются для РУ 330—1150 кВ.

Схема с двумя системами шин и двумя выключателями на присоединение (рис. 1.1, *в*) применяется при наличии трех и четырех присоединений, когда не предполагается расширение РУ, и обеспечивает широкие возможности

для производства оперативных переключений выключателями. Повреждение одной из систем сборных шин не приводит к отключению и перерыву питаний присоединений. Однако схема неэкономична из-за большого количества выключателей, трансформаторов тока и разъединителей.

Схема с двумя системами шин и тремя выключателями на два присоединения (полуторная схема) приводится на рис. 1.1, *г* для блочной электростанции с двумя блоками, но может применяться и для подстанций 330 кВ и выше при числе присоединений восемь и более.

Полуторная схема является более экономичнй по сравнению с предыдущей и в то же время обладает большой гибкостью и значительными эксплуатационными удобствами, так как вывод любого выключателя в ремонт требует только отключения его разъединителей, просто осуществляется блокировка между разъединителями и выключателями, вывод одной из систем шин производится отключением всех ее выключателей, без отключения отходящих линий и источников энергии (генераторов или трансформаторов) и др. Эта схема имеет, однако, и недостатки, к которым, в частности, относятся следующие: небходима установка большого числа выключателей и трансформаторов тока (по сравнению со схемой с двумя системами шин и одним выключателем), усложняются релейная защита и вторичные цепи отдельных присоединений.

Схема с одной секционированной выключателем системой шин (рис. 1, *д*) применяется на подстанциях и ГЭС небольшой и средней мощности с напряжением до 35 кВ. Она применяется также в схемах СН напряжением 6 кВ и ниже.

Схема мостика (рис. 1.1, *е*) с выключателем в перемычке со стороны линии и отделителями в цепях трансформаторов применяется на стороне ВН подстанций 35—220 кВ при двустороннем питании или транзите мощности.

Недостаток ее заключается в том, что линия *W1*, питающая подстанцию, отключается при повреждении трансформатора *T1*, но работа этой линии может быть быстро восстановлена отключением соответствующего отделителя и последующим включением выключателя перемычки.

Схемы (рис. 1.1, *д, е*) отличаются экономичностью, так как не требуют большого количества оборудования, обеспечивают резервирование питания отходящих линий и не нуждаются в сложных оперативных переключениях. Как и другие схемы, они имеют недостатки: например, при выводе линейных выключателей в ремонт линии необходимо отключать.

На рис. 1.2 показаны типовые схемы электрических соединений для РУ 330 кВ и выше крупных подстанций.

Схема четырехугольника (рис. 1.2, *а*) применяется при наличии четырех присоединений (линий и трансформаторов) на напряжении 220 кВ и выше, необходимости секционирования транзитной линии, наличии ответственных потребителей на стороне среднего или низшего напряжения трансформатора и мощности трансформаторов от 125 МВ·А и более при высшем напряжении 220 кВ и любой мощности при напряжении 330 кВ и выше.

На первом этапе при одном трансформаторе и двух линиях (или двух трансформаторах и одной линии) устанавливаются три выключателя (схема треугольника).

Схема трансформаторы—шины с присоединением линий через два выключателя применяется при двух трансформаторах и трех-четырех линиях (рис. 1.2, *б*). Достоинство схемы состоит в том, что любой из выключателей может быть выведен в ремонт без нарушения работы присоединения и с минимальным количеством операций разъединителями. Однако в этой схеме повреждение одной из двух систем шин приводит к потере источника питания. Кроме того, усложняются вторичные цепи из-за того, что при повреждении трансформатора должны отключаться выключатели всех присоединений, подключенных к данной системе шин. При двух автотрансформаторах и пятишести линиях в РУ 330—500 кВ применяется также схема трансформаторы — шины, но с полуторным присоединением линий.

Особенность схемы трансформаторы — шины заключается в том, что каждый выключатель является общим для двух присоединений. При этом каждая линия имеет два выключателя, а каждый трансформатор — столько выключателей, сколько присоединений имеется на соответствующей системе шин, но не более четырех.

Как видно из рис. 1.2, *а* и *б*, от автотрансформаторов 330 и 500 кВ отходят к соответствующим РУ цепи 220 или 110 кВ и 10 или 35 кВ. Схемы электрических соединений этих РУ наиболее часто выбираются: для 110 и 220 кВ — с двумя рабочими и одной обходной системами сборных шин (см. рис. 1.1, *б*); для 35 кВ — схема с одной секционированной системой шин (см. рис. 1.1, *д*); для 10 кВ—схема с одной или двумя одиночными секционированными выключателями системы шин (см. рис. 1.1, *д*).

1.2. СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Собственные нужды электростанции или подстанции — это совокупность вспомогательных установок и относящейся к ним электриче-

ской части, обеспечивающих работу электростанции или подстанции.

Выбор электрических схем СН зависит прежде всего от того, что собой представляет данная электростанция или подстанция, какие рассматриваемому объекту необходимо иметь механизмы СН для возможности ведения нормального технологического процесса производства электрэнергии и тепла, преобразования (одного уровня напряжения в другой) или передачи электроэнергии.

Наиболее сложные схемы электрических соединений СН приходится создавать на ТЭС, в особенности на блочных электростанциях большой мощности, и АЭС, где необходимо обеспечить надежное питание электродвигателей большого количества механизмов СН.

На ТЭС к наиболее ответственным относятся циркуляционные, питательные и конденсатные насосы, дутьевые вентиляторы и дымососы, маслонасосы смазки подшипников турбоагрегатов, питатели пыли; на ГЭС — маслонапорные установки (МНУ) для регулирования гидротурбин и закрытия в аварийных условиях щитов и дроссельных затворов, прекращающих поступление воды в турбины, а также насосы технического водоснабжения для охлаждения пяты и подшипников гидроагрегатов и охлаждения генераторов; на подстанциях и в РУ электростанций — противопожарные насосы, установки дутьевого и водомасляного охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов), служащих для связи с энергосистемой или для работы в блоке с генераторами, насосы технического водоснабжения для охлаждения синхронных компенсаторов и т. д.

Кроме указанных, на электростанциях и подстанциях много и других электроприемников механизмов СН, требующих надежного электропитания. В связи с этим при выборе электрических схем СН приняты следующие положения: широкое секционирование сборных шин; подключение взаиморезервируемых механизмов к различным секциям и питание этих секций не менее чем от двух независимых источников; подключение источников питания СН электростанций, имеющих шины генераторного напряжения, к разным секциям этих шин; подключение рабочих трансформаторов СН (ТСН) блока на блочных электростанциях на ответвлении между генератором и силовым трансформатором.

На напряжении 10—24 кВ соединения между мощными генераторами и трансформаторами и ответвления к трансформаторам СН выполняются пофазными экранированными токопроводами с возможностью резервирования питания СН со стороны шин высшего напряжения, к которым подключены линии, связывающие электростанцию с энергосистемой.

Собственные нужды ТЭС и АЭС имеют электродвигатели с большим диапазоном мощности — от нескольких киловатт до нескольких мегаватт. Так, например, электродвигатели питательных насосов на ТЭС с блоками по 200 МВт имеют мщность по 8 МВт каждый.

В связи с этим схемы СН ТЭС и АЭС, как правило, предусматривают питание своих электроприемников на напряжениях 6 или 10 и 0,4 кВ. На ГЭС и подстанциях электродвигатели имеют мощность до 100 кВт и их питание обычно осуществляется на напряжении 0,4 кВ.

Схема рабочего и резервного питания СН должна обеспечивать надежную работу отдельных блоков и всей электростанции или подстанции в целом. При этом не должно быть таких узлов, повреждение которых могло бы привести к отключению более чем одного агрегата (блока). Схема СН должна иметь необходимые устройства автоматического включения резерва (АВР), обеспечивающие при исчезновении напряжения на шинах СН включение резервных источников на эти шины, а также устройства включения резервных механизмов СН и отключения неответственных механизмов СН при авариях, связанных с глубоким понижением напряжения и т. д.

На рис. 1.3 показана схема электрических соединений СН ТЭС, на которой установлено три блока мощностью по 100 МВт. Каждая из секций СН 6 кВ питается на ответвлении от своего генератора через трансформатор 10/6 кВ, поскольку напряжение у генераторов 10, а у электродвигателей 6 кВ.

Блоки до 120 МВт имеют по одной секции на котел. Блоки мощностью 160 МВт и более имеют ТСН с расщепленными обмотками и две секции 6 кВ на котел. Резервный ТСН подключен к шинам 110 или 220 кВ.

Мощность резервного трансформатора выбирается практически на ступень выше мощности рабочих трансформаторов для обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов СН (допустимо отключение неответственных механизмов при аварийном отключении рабочего трансформатора и автоматическом вводе резервного трансформатора). Перерыв питания при АВР определяется суммой времени отключения выключателя и времени действия системы АВР и составляет примерно 2,5 с.

В течение этого времени ответственные двигатели затормаживаются и после включения резервного трансформатора и восстановления напряжения на шинах СН происходит их самозапуск. Резервный трансформатор в приведенной схеме должен также обеспечить замену рабочего трансформатора СН одного

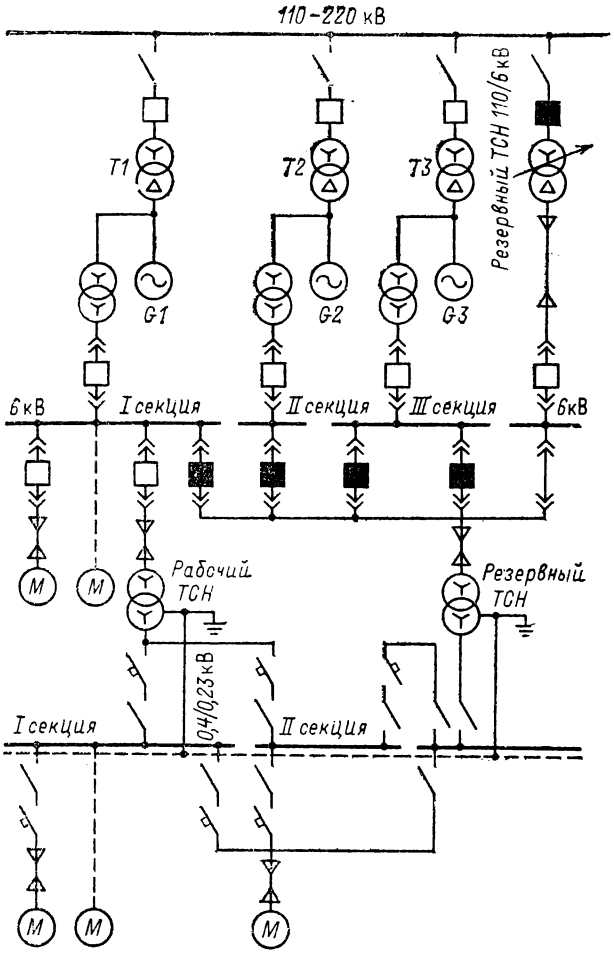


Рис. 1.3. Схема СН ГРЭС с питанием электродвигателей 6 и 0,4 кВ (на рисунке не показано присоединение ко II и III секциям электродвигателей СН 6 кВ)

блока и одновременный пуск или аварийную остановку второго блока, так как рабочие трансформаторы не могут обеспечить питание СН блока при пуске и останове.

Резервирование питания секций осуществляется от резервных трансформаторов по магистралям резервного питания 6 кВ. Магистрали резервного питания секционируются выключателями через два-три блока и имеют выключатели на вводе от резервных трансформаторов. Магистрали резервного питания и ответвления от них к секциям 6 кВ СН для обеспечения надежности питания выполняются закрытыми токопроводами.

На стороне 6 кВ применяется комплектное распределительное устройство (КРУ) заводского изготовления, выключатели в котором установлены на выкатных тележках для безопасности и удобства ремонта и обслуживания. Присоединение выключателей к шинам 6 кВ осуществляется через разъемные контакты, которые выполняют роль разъединителей. На рис. 1.3 белыми квадратами показаны нормально включенные выключатели, черными — нормально отключенные. Их включение производится автоматически при необходимости ввода резерва.

На напряжении 0,4/0,23 кВ установлены щиты СН с автоматическими выключателями для питания сборок и других электроприемников СН. Эти автоматические выключатели позволяют автоматически включать резервные ТСН и электродвигатели при отключении или отказе рабочих, а также осуществляют защиту кабельных линий и электроприемников.

На подстанциях 330 кВ и выше питание рабочих и резервных трансформаторов СН 6 кВ осуществляется от обмоток низшего напряжения мощных автотрансформаторов или ответвлениями от линий 35—110 кВ, проходящих вблизи подстанции. В последнем случае используются комплектные трансформаторные подстанции блочного исполнения (КТПБ) заводского изготовления с двумя трансформаторами 35—110/6 кВ со схемой «мостик» на высокой стороне и одиночной секционированной системой шин на стороне 6 кВ. Распределительное устройство СН 6 кВ в КТПБ выполнено при помощи шкафов КРУН (КРУ наружной установки).

Особенности построения первичных схем электрических соединений соответствующим образом сказываются на организации вторичных цепей. Так, например, в полуторной схеме вторичные цепи для индивидуальных выключателей присоединений и для выключателей, общих для двух присоединений, выполняются различно. В РУ с двойной системой шин, где при оперативных переключениях требуется выполнять большое количество переключений с помощью разъединителей, необходимо иметь реле-повторители их положения.

На энергообъектах при оперативных переключениях в схемах первичных соединений (замене линейного выключателя обходным, выводе в ремонт одного из двух выключателей присоединения при общих выключателях на два присоединения и в других подобных случаях) возникает необходимость в соответствующих изменениях режима работы защит и автоматики. Это обстоятельство должно учитываться при построении вторичных цепей и в процессе эксплуатации.

Главная схема электрических соединений электростанций или подстанций влияет также на выбор видов защит и автоматики, которые необходимо иметь на энергообъекте. Так, например, при наличии сборных шин РУ последние должны иметь дифференциальную защиту и необходимые для этого весьма разветвленные вторичные цепи. Построение главных схем сказывается и на схемах измерений и других вторичных устройств.

Не представляя себе применяемых на электростанциях и подстанциях схем первичных соединений и их особенностей, нельзя правильно выполнить и эксплуатировать вторичные устройства и их цепи. В последующих главах вторичные устройства рассматриваются на примере некоторых приведенных выше первичных схем электрических соединений.

ГЛАВА 2

СХЕМЫ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

2.1. НАЗНАЧЕНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

Ко вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;

измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;

контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;

защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование;

противоаварийной автоматики;

автоматизации электроустановок — синхронизации электрических систем при включении их на параллельную работу, автоматического повторного включения (АПВ) линий и шин, автоматического ввода резерва при выходе из строя рабочего оборудования (силового трансформатора, трансформатора СН, электродвигателя СН), автоматического регулирования частоты и возбуждения генераторов, напряжения, активной и реактивной мощности, автоматического управления охлаждением трансформаторов и обогревом шкафов наружной установки в зимнее время и др.

Приборы, измеряющие электрические параметры, и измерительные органы защиты и автоматики и их цепи подключаются к первичным цепям электроустановок через измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН). Основным назначением измерительных трансформаторов является преобразование значений первичного тока и напряжения в стандартизованные пониженные значения (1 и 5 А, 100 В) и отделение цепей и устройств защиты, автоматики, регулирования от цепей высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается доступность и безопасность их обслуживания.

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным (см. гл. 5).

Все вторичные цепи в соответствии с их назначением подразделяются на три основных вида — токовые, напряжения и оперативные. Указанные цепи в комплексе (совместно) обеспечивают выполнение тех задач, о которых было сказано выше.

Выполнение вторичных цепей и их подключение к устройствам электроустановок осуществляются по чертежам-схемам электрических соединений вторичных цепей. По назначению схемы вторичных цепей делятся на принципиальные (полные) и схемы соединений (монтажные) (ГОСТ 2.701—76*). Принципиальная (полная) схема определяет полный состав элементов и связей между ними и дает детальное представление о принципах работы установки. Монтажная схема соединений — схема, показывающая соединение составных частей установки и определяющая провода, жгуты, кабели, которыми осуществляются эти соединения, а также места их присоединений и ввода. Составление монтажных схем подробно рассматривается в гл. 6.

На принципиальной схеме изображают все электрические устройства, необходимые для осуществления и контроля в установке заданных электрических процессов, все электрические связи между ними, а также электрические элементы (разъемы, зажимы), которыми за-

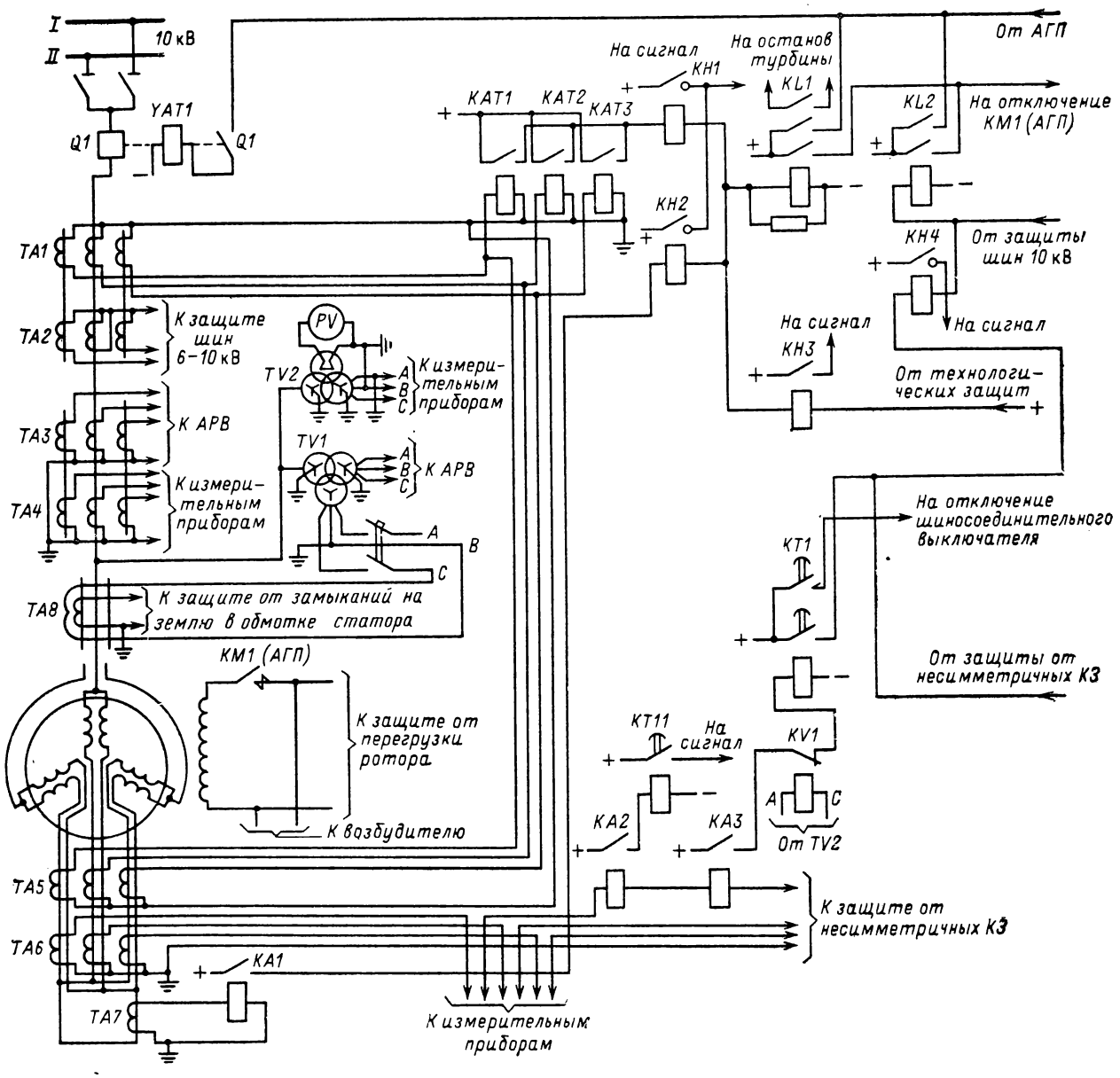


Рис. 2.1. Совмещенная принципиальная схема защиты турбогенератора

канчиваются входные и выходные цепи (ГОСТ 2.702—75*).

Схемы выполняют для установок, находящихся в отключенном состоянии. Элементы на схеме изображают в виде условных графических обозначений, установленных в стандартах ЕСКД. Элементы и устройства изображают на схемах совмещенным или разнесенным способом (совмещенные или развернутые схемы). В совмещенных схемах все приборы и аппараты изображаются в собранном виде со всеми относящимися к ним обмотками и контактами.

На рис. 2.1 в качестве примера приведена совмещенная принципиальная схема для турбогенератора, работающего непосредственно на шины генераторного напряжения. В схеме показаны:

токовые цепи от *TA1* и *TA5* к продольной дифференциальной защите генератора от внутренних повреждений, выполненной с помощью реле *KAT1—KAT3*; от *TA6* к максимальной токовой защите генератора от трехфазных КЗ (реле *KA2*); от *TA7* к поперечной дифференциальной защите генератора от замыканий между витками его обмоток (реле *KA1*); от специального трансформатора тока нулевой последовательности *TA8* к защите генератора от замыканий на землю;

цепи напряжения от *TV2* к реле минимального напряжения *KV1* блокировки максимальной защиты (при удаленных КЗ);

цепи напряжения от обмотки ротора к реле максимального напряжения защиты ротора от перегрузки по току;

цепи оперативного постоянного тока, с помощью которых работают вспомогательные реле защиты (реле времени *KT1*, указательные реле *KH1—KH4* и промежуточные реле *KL1*, *KL2*) и обеспечивается подача сигналов на исполнительные органы, отключающие выключатели, предупреждающие персонал, и т. д. Так, например, реле *KL1* подает оперативный постоянный ток на отключение (с помощью электромагнита отключения *YAT1*) выключателя *Q1*, на останов турбины, на отключение автомата гашения поля.

Кроме названных выше цепей на схеме показано, к каким измерительным трансформаторам должны быть подключены токовые цепи и цепи напряжения измерительных приборов, АРВ, защиты шин 6—10 кВ РУ генераторного напряжения (сами цепи на схеме не показаны). Следует обратить внимание, что на схеме применены ТТ (за исключением *TA7* и *TA8*) и ТН с двумя вторичными обмотками, имеющими различные технические характеристики. Весьма важно правильно распределить между вторичными обмотками ТТ и ТН подключение вторичных устройств в соответствии с их функциями и требуемой точностью действия. На рис. 2.1 показаны не все защитные устройства генератора. При сложных схемах совмещенное изображение трудно читать. Намного нагляднее изображение тех же связей между аппаратами в развернутом виде.

В развернутых схемах приборы и аппараты расчленяются на составные элементы (катушки, контакты) и размещаются на чертеже в порядке прохождения тока от полюса к полюсу, образуя отдельные цепи. Схема состоит из ряда цепей от «+» к «—», расположенных горизонтально или вертикально. В развернутых схемах легко проследить последовательность действия элементов схемы. Так как в развернутых схемах элементы аппаратов (обмотки, контакты одних и тех же реле) расположены не рядом, а в различных цепях, а все однотипные элементы (например, обмотки разных реле) изображаются одинаково — всем элементам одного аппарата присваиваются одинаковые обозначения.

На рис. 2.2 сопоставлены совмещенная схема максимальной токовой направленной защиты (рис. 2.2, *а*) и эта же схема (рис. 2.2, *б*) в развернутом изображении. В первом случае схема дает наглядное представление о том, как сочетаются первичные и вторичные цепи, во втором — выделение отдельных групп цепей упрощает их составление и пользование ими при выполнении монтажно-наладочных работ. Совмещенные схемы, как правило, не применяются.

В схеме применены токовые реле (*KA1*, *KA2*, *KA3*) и однофазные реле направления мощности (*KW1*, *KW2*, *KW3*). Токовые цепи этих реле подключены к ТТ линии, цепи напряжения — к шинкам U_A, U_B, U_C, питаемым от ТН.

Поскольку защита действует в качестве направленной (т. е. реагирует на повреждения в сети при потоке мощности только в заданном направлении), то для ее срабатывания необходимо одновременное замыкание контактов указанных реле (одноименной фазы). При этом плюс постоянного оперативного тока подается на реле времени *KT1*, которое, замыкая свой контакт (с задержкой по времени), подводит через указательное реле *KH1* и вспомо-

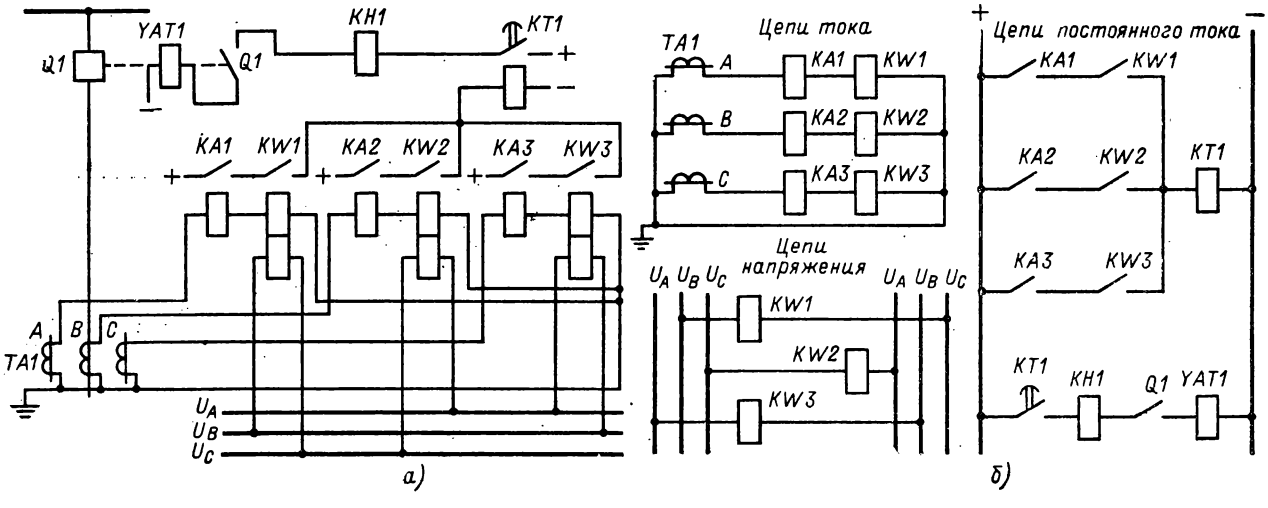


Рис. 2.2. Схема максимальной направленной защиты:
а — совмещенная схема; *б* — развернутая схема вторичных цепей

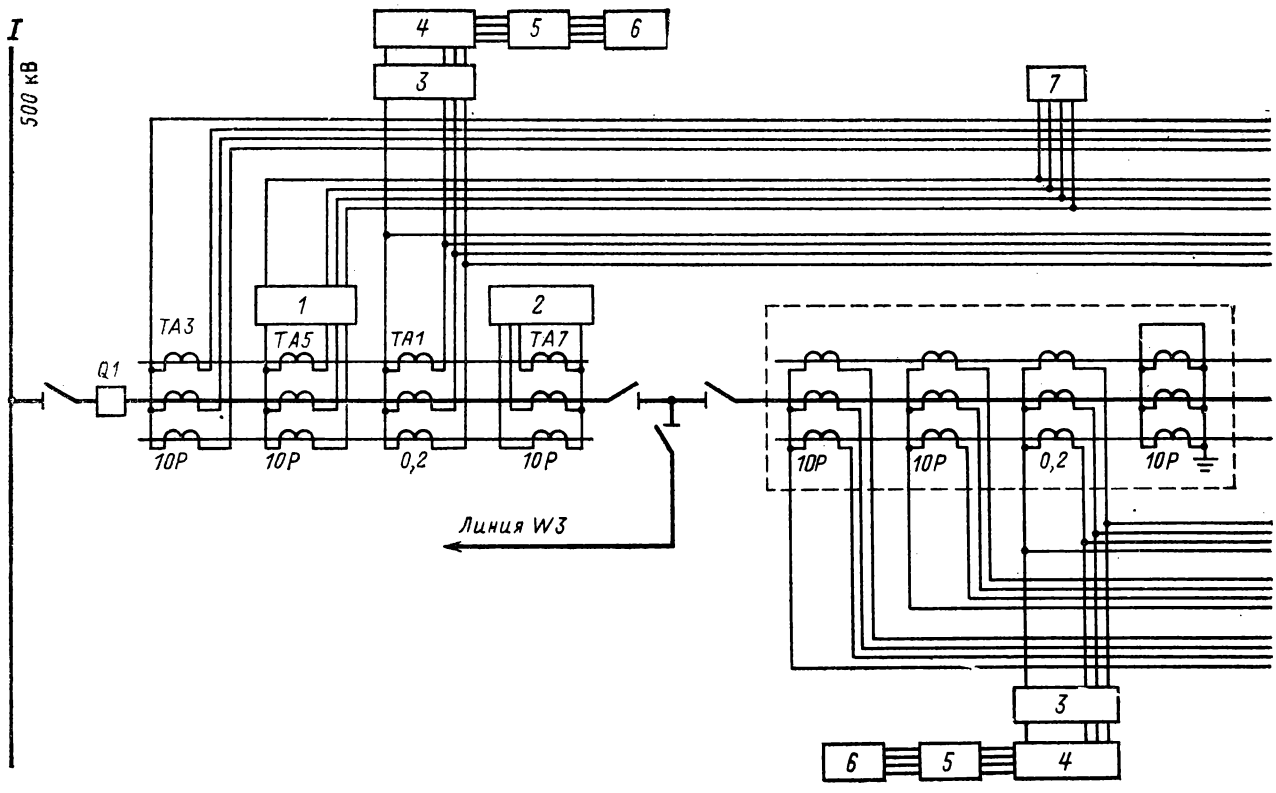


Рис. 2.3. Схема распределения защит, автоматики и измерительных приборов по сердечникам ТТ для линии 330
1 — устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ) и противоаварийная автоматика линий; *2* — дифференциальная *6* — телеизмерение; *7* — резервные защиты и противоаварийная автоматика; *8* — основная защита; *9* — однофазное АПВ (ОАПВ)

гательный контакт выключателя *Q1* плюс к электромагниту отключения *YAT1* выключателя.

В развернутых схемах той же защиты, показанных на рис. 2.2, *б*, отдельно выделены: цепи тока, подключенные к трансформаторам тока и проходящие через обмотки реле *KA1*, *KA2*, *KA3* и *KW1*, *KW2*, *KW3* и цепи напряжения, подключенные к обмоткам *KW1* (от шинок U_B, U_C), *KW2* (от шинок U_C, U_A), *KW3* (от шинок U_A, U_B).

Оперативный постоянный ток, цепи которого проходят через контакты реле *KA1* и *KW1* (*KA2* и *KW2*, *KA3* и *KW3*), приводит при замыкании последних в действие реле времени *KT1* (с замедлением при замыкании своих контактов), которое в свою очередь, как уже указывалось, воздействует на электромагнит отключения *YAT1* выключателя. При рассмотрении данной развернутой схемы следует учитывать, что ТТ, ТН, вспомогательный контакт выключателя *Q1*, электромагнит отключения *YAT1* находятся в распределительном устройстве, а все реле — на релейном щите.

Условные графические обозначения для изображения на схемах обмоток реле однотипны. В изображении контактов учитывается их назначение: замыкающие или размыкающие, а также наличие выдержки времени при их срабатывании или возврате в исходное положение.

2.2. ТОКОВЫЕ ЦЕПИ

Токовые цепи (идущие от трансформаторов тока) служат для питания:

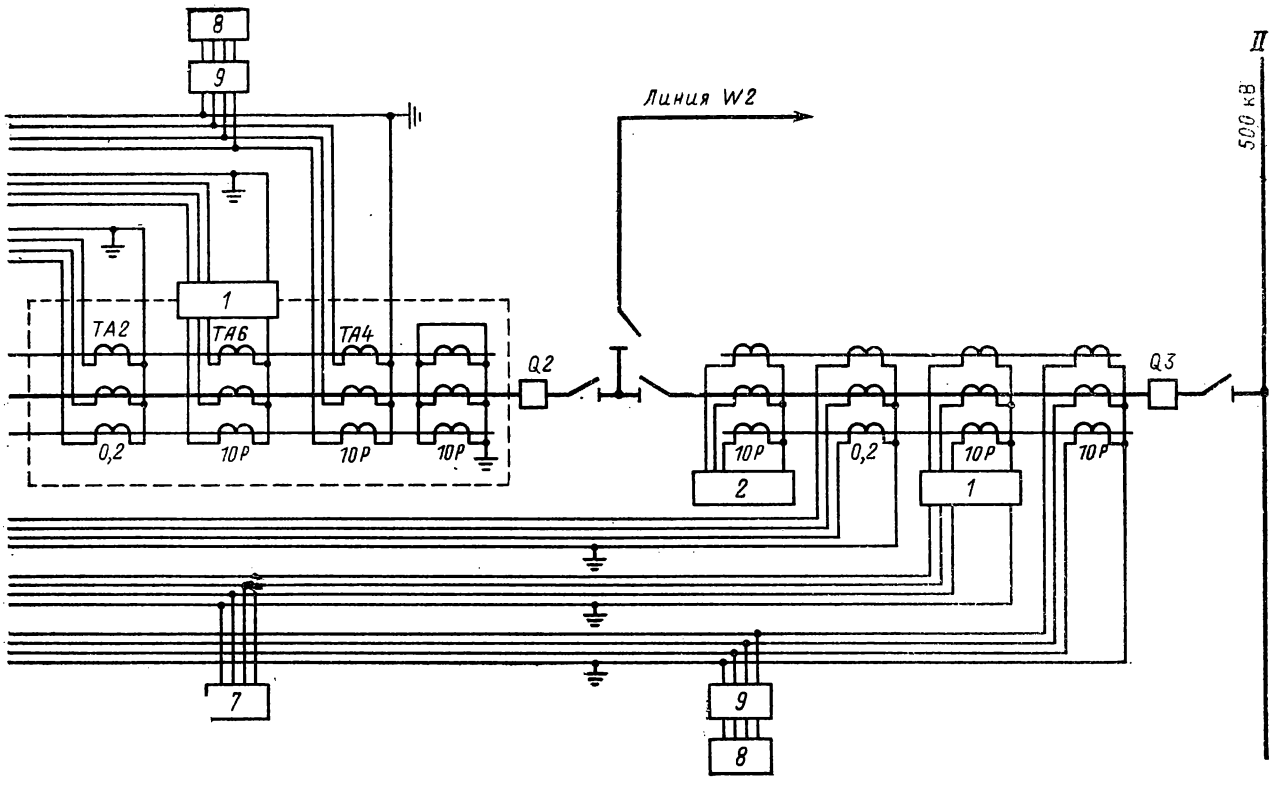
измерительных приборов (показывающих и регистрирующих) — амперметров, ваттметров и варметров; счетчиков активной и реактивной энергии, телеизмерительных устройств, осциллографов и др.;

токовых органов релейной защиты — максимальной токовой, дифференциальной, дистанционной, защиты от замыкания на землю, устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ) и др.;

автоматических устройств, автоматического регулирования возбуждения (АРВ) генераторов и синхронных компенсаторов, регулирования перетоков мощности, противоаварийной автоматики и т. д.;

некоторых устройств блокировки, сигнализации и др.;

устройств преобразования переменного тока в постоянный, применяемых в качестве источников оперативного тока (см. гл. 5).



или 500 кВ на подстанции с полуторной схемой:
защита шин; *3* — счетчики; *4* — измерительные приборы (амперметры, ваттметры, варметры); *5* — противоаварийная автоматика;

При построении токовых цепей руководствуются следующим. Все устройства присоединения могут подключаться в зависимости от их количества, протяженности токовых цепей, потребляемой ими мощности и требуемой точности к одному (в фазе) ТТ (одной вторичной обмотке) или к нескольким ТТ (или отдельным вторичным обмоткам).

Устройства, получающие питание от ТТ одной фазы, подключаются к его вторичной обмотке последовательно и должны составлять с соединительными цепями замкнутый контур. Размыкание цепи вторичной обмотки ТТ при наличии тока в его первичной цепи недопустимо, так как оно будет сопровождаться значительным повышением напряжения на выводах вторичной обмотки (до нескольких киловольт), что опасно для обслуживающего персонала и, как правило, приводит к пробою изоляции вторичной обмотки или ее цепи. В связи с этим в токовых цепях нельзя ставить автоматические выключатели, рубильники и предохранители.

В цепях вторичных обмоток ТТ предусматривается защитное заземление для обеспечения безопасности персонала в случае повреждения ТТ при перекрытии изоляции между первичной и вторичной обмотками. Заземление во вторичных цепях ТТ должно предусматриваться в одной точке на ближайшей от ТТ сборке зажимов либо на зажимах ТТ.

Для защит, объединяющих несколько комплектов ТТ, заземление цепей производится также в одной точке; в этом случае допускается заземление через пробивной предохранитель с пробивным напряжением не выше 1 кВ, с шунтирующим сопротивлением 100 Ом для снятия статического заряда.

Иллюстрацией выполнения цепей ТТ может служить рис. 2.3, где для первичной полуторной схемы электрических соединений показано подключение токовых цепей приборов измерения и устройств защиты и автоматики к ТТ. При этом учитывается подключение каждой из линий в схеме через два выключателя, причем выключатель *Q2* является общим для двух линий. Поэтому вторичные токи (от ТТ, например, *TA5* и *TA6* и т. д.), подводимые к реле и приборам, суммируются (за исключением дифференциальной защиты шин и УРОВ), а ТТ в цепи *Q2* используются для обеих линий. Необходимо иметь в виду, что обозначенные в квадратах рисунка устройства защиты. ОАПВ и другие устройства состоят не из одного, а из нескольких реле и аппаратов, связанных между собой электрическими цепями. Так, например (рис. 2.4), для линий, перетоки мощности

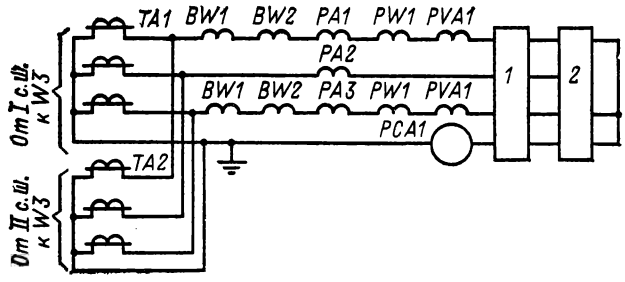


Рис. 2.4. Схема токовых цепей для линии 330 или 500 кВ, подключенной через два выключателя

по которым могут менять свое направление, используются два счетчика со стопорами для измерения активной энергии, один из которых *BW1* учитывает передаваемую энергию только в одном направлении, а другой *BW2*— в обратном. Затем вторичные токовые цепи проходят через амперметры *PA1*, *PA2*, *PA3*, ваттметр *PW1* и варметр *PVA1*, приборы противоаварийной автоматики, осциллограф *1* и аппаратуру телеизмерения *2*. В нулевой провод включается фиксирующий амперметр *PCA1*, с помощью которого определяется место повреждения на линии. Из отдельных элементов (разных реле, автоматических устройств и других аппаратов), связанных между собой перемычками, состоят комплекты дифференциальной защиты шин, противоаварийной автоматики, ОАПВ, основной и резервной защит линий и т. д.

Отдельные комплекты приборов в реальных условиях подключаются к токовым цепям через специальные измерительные зажимы и испытательные блоки (см. гл. 6), при помощи которых можно включать контрольные приборы для проверки устройств защиты, измерения и других целей, без отключения их цепи, отключать устройства, предварительно закоротив токовые цепи (зажимы и испытательные блоки на рис. 2.3 и 2.4 не показаны).

Следует также обратить внимание на то, что в схеме рис. 2.3 применены ТТ с четырьмя вторичными обмотками с требуемым классом точности (10*P* — для защиты и автоматики и *0,2*— для учета и измерения). Наличие четырех вторичных обмоток у ТТ позволяет правильно распределить между ними вторичную нагрузку в соответствии с требуемым классом точности.

На рис. 2.5 показаны токовые цепи дифференциальной защиты шин. Вторичные цепи ТТ линий *W1*, *W3* и *W5*, отходящих от I системы шин, или *W2*, *W4* и *W6*, отходящих от II системы шин (системы шин на рисунке не показаны), и автотрансформатора *T1* (или *T2*) проходят через свои испытательные блоки, затем

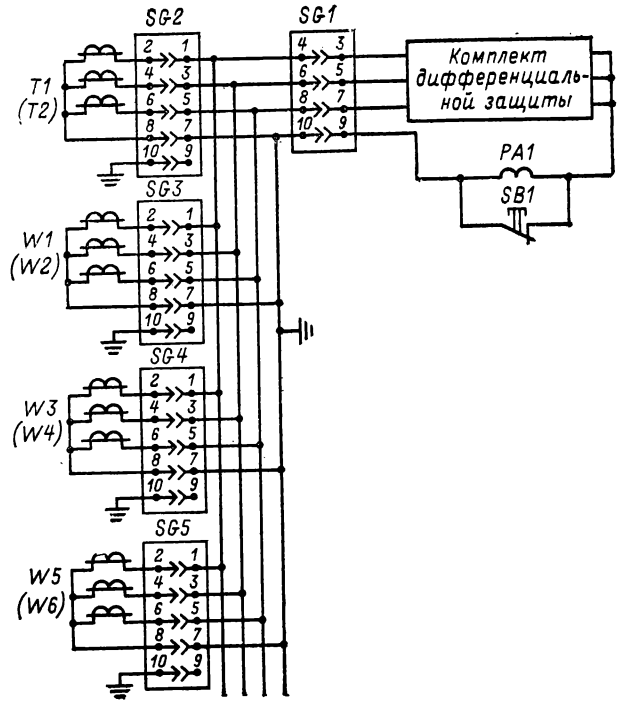


Рис. 2.5. Схема токовых цепей дифференциальной защиты шин 330 или 500 кВ

объединяются и через испытательный блок *SG1* подключаются к токовым реле дифференциальной защиты.

В случае, когда какие-либо присоединения не находятся в работе (производится ремонт или ревизия), с соответствующих испытательных блоков снимаются рабочие крышки, в результате чего цепи ТТ замыкаются накоротко и заземляются, а цепи, идущие к реле защиты, разрываются. При выводе дифференциальной защиты шин из работы снимается рабочая крышка испытательного блока *SG1* и при помощи этого закорачиваются все токовые цепи дифференциальной защиты I или II системы шин, а также отключается питание от цепей оперативного постоянного тока защиты (на схеме последние не показаны). В схеме дифференциальной защиты предусмотрен миллиамперметр *PA1*, включенный в нулевой провод ТТ, с помощью которого при нажатии кнопки *SB1* оперативный персонал периодически проверяет ток небаланса защиты, что необходимо для предупреждения ее ложного срабатывания.

2.3. ЦЕПИ НАПРЯЖЕНИЯ

Цепи напряжения (идущие от трансформаторов напряжения) служат для питания:

измерительных приборов (показывающих и

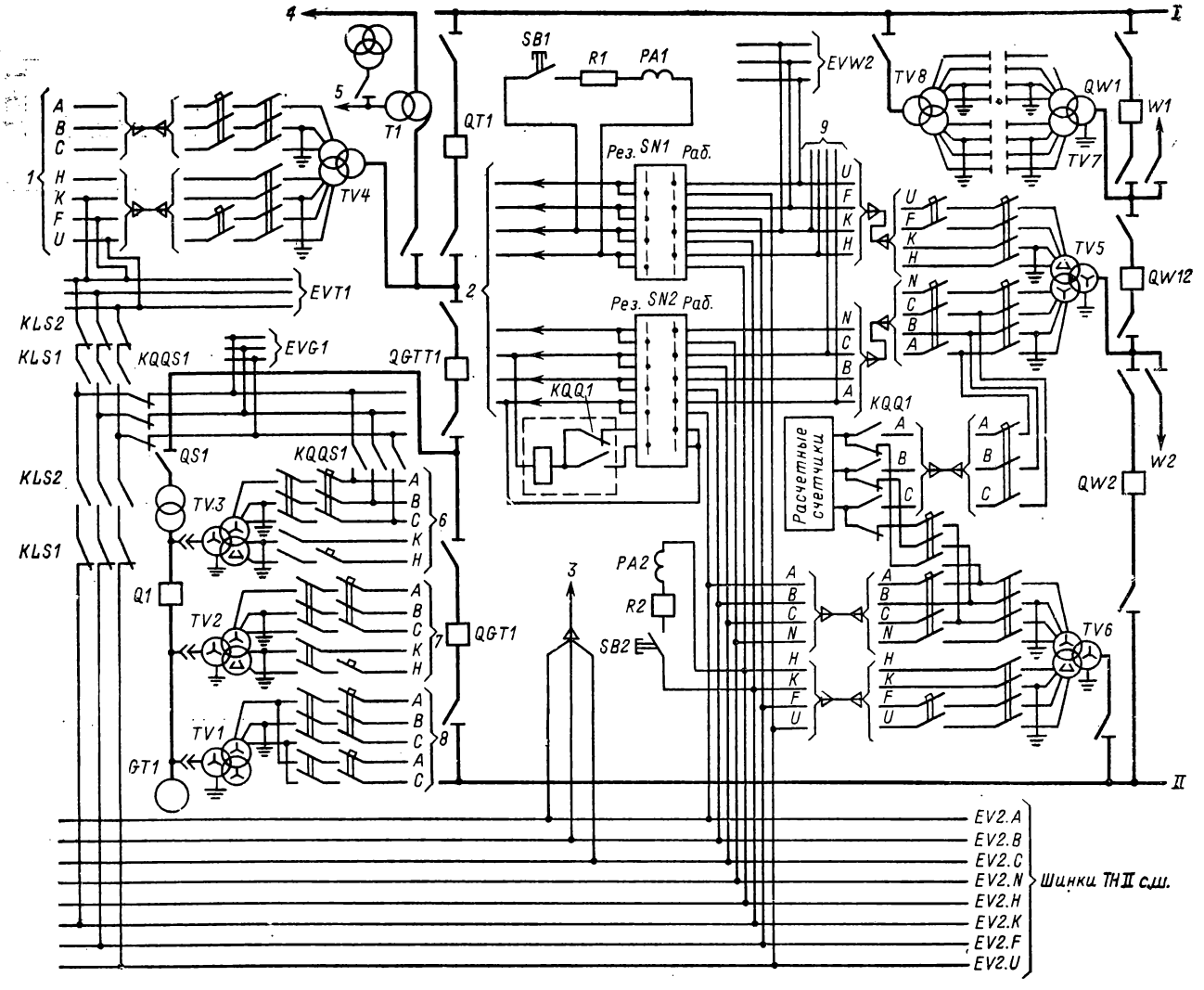


Рис. 2.6. Организация вторичных цепей напряжения в ОРУ 330 или 500 кВ с полуторной схемой соединения:

1 — к защите, измерительным приборам и другим устройствам автотрансформатора; *2* — к защите, измерительным приборам и другим устройствам линии *W2*; *3* — к защите, измерительным приборам и другим устройствам II системы шин; *4* — к РУ 110 или 220 кВ; *5* — к резервному трансформатору СН 6 или 10 кВ; *6* — к цепям синхронизации и $3U_0$; *7* — к защите, измерительным приборам и другим устройствам блока *GT1*; *8* — к устройствам АРВ и группового управления возбуждения (ГУВ); *9* — к реле контроля напряжения на линии

регистрирующих) — вольтметров, частотомеров, ваттметров, варметров; счетчиков активной и реактивной энергии, осциллографов, телеизмерительных устройств и др.;

органов напряжения релейной защиты — дистанционной, направленной, максимальной токовой с пуском по напряжению и др.;

автоматических устройств АПВ, АВР, АРВ, противоаварийной автоматики, автоматической частотной разгрузки (АЧР), регулирования частоты и мощности в энергосистеме, регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой, блокировочных устройств и др.;

органов контроля наличия напряжения;

устройств синхронизации (ручной и автоматической);

устройств, преобразующих переменный ток в выпрямленный и применяемых в качестве источников оперативного тока.

Пример организации вторичных цепей напряжения дан на рис. 2,6, где показаны две цепи полуторной схемы электрических соединений РУ 500 кВ: к одной подключены блок *GT1* (генератор — трансформатор) и автотрансформатор *T1* связи РУ 500 кВ с РУ среднего (110—220 кВ) и низшего (6—10 кВ) напряжений, к другой — воздушные линии *W1* и *W2* 500 кВ. Из рисунка видно, что в полуторной схеме ТН установлены на всех присоедине-

ниях — на линиях и источниках электроэнергии (автотрансформаторах или генераторах) и на обеих системах шин. У каждого из ТН имеются две вторичные обмотки — основная и дополнительная. Они имеют разные схемы соединений.

Основные обмотки соединяются в звезду и используются для питания цепей защиты, измерений и синхронизации. У генераторов они используются также для питания цепей АРВ. От них выводятся три фазные и один нулевой провод, обозначенные соответственно *A*, *B*, *C*, *N*. Дополнительные обмотки соединены по схеме разомкнутого треугольника. От них выводятся четыре провода, обозначенные *H*, *U*, *K*, *F*. Провода *H*, *K* предназначаются для выведения напряжения нулевой последовательности (3 U_0), используемого для питания цепей защиты от замыкания на землю. Провод *U* используется для снятия векторных диаграмм при проверках рабочим током защит от замыканий на землю, получающих питание от цепей 3 U_0. Напряжение фазы *B* дополнительных обмоток ТН 110 кВ и выше используется также для синхронизации, для чего от этой фазы выводится провод *F*. Кроме того, все выводы от основных и дополнительных обмоток ТН используются для питания устройств блокировок неисправностей цепей напряжения защит линий 330 кВ и выше.

Учитывая разветвленность нагрузки вторичных обмоток ТН и установку реле и приборов, получающих питание от цепей напряжения, на разных панелях одного релейного щита над панелями защиты и автоматики прокладывают шинки напряжения. Шинки создают удобства для подключения к цепям напряжения реле и приборов, а также уменьшают кабельные связи между панелями. Шинки каждого ТН получают питание от шкафа трансформатора напряжения, устанавливаемого около ТН.

На рис. 2.6 условно обозначены: *EVT1* — шинки напряжения ТН автотрансформатора; *EVG1* — ТН блока генератор-трансформатор; *EVW2* — ТН на линии; *EV2* — ТН на II системе шин. Шинки *EVT1* и *EVG1* создаются для питания цепей синхронизации и АПВ выключателей *QGT1* и *QGTT1*. Например, чтобы включить выключатель *QGT1* с контролем синхронизма, надо сравнить напряжение ближайших ТН: *TV6II* системы шин и *TV3* блока *GT1*, не отделенных другими выключателями от синхронизируемого выключателя. При этом для синхронизации используются шинки *EV2* и *EVG1*. Но если блок *GT1* не работает, напряжение II системы шин можно сравнить с напряжением автотрасформатора *T1* на стороне высшего напряжения, т. е. ТН *TV4*. В этом случае необходимо контролировать включенное состояние первичной цепи от синхронизируемого выключателя до точки включения ТН. В нашем примере — это цепь выключателя *QGTT1* и его разъединителей. Реле контроля включенного состояния этой цепи *KLS1* замыкает свои контакты в цепях подачи напряжения от шинок *EVT1* к шинкам *EVG1*, куда подключены цепи синхронизации выключателя *QGT1*.

Реле *KLS2* контролирует включенное состояние цепи выключателя *QGT1* и при синхронизации на выключателе *QGTT1* и отключенном блоке *GT1* подает на шинки *EVG1* напряжение от ТН II системы шин *TV6*. Реле-повторитель *KQQS1* фиксирует включенное состояние разъединителя *QS1* блока и своими размыкающими контактами отключает от шинок *EVG1* цепи напряжения других ТН. Размыкающие контакты *KLS1* и *KLS2* участвуют в схеме для исключения возможности параллельного включения двух ТН со стороны вторичного напряжения после включения выключателя, на котором проводилась синхронизация.

Питание расчетных счетчиков на генераторах и линиях для соблюдения точности их показаний осуществляется отдельными контрольными кабелями, специально рассчитанными для этой цели по допустимым потерям напряжения. Это выполняется в том случае, если при питании общими кабелями для обеспечения допустимых потерь напряжения до счетчиков приходится чрезмерно завышать сечение жил кабеля от ТН.

Дополнительные обмотки ТН, соединенные в разомкнутый треугольник, используются для питания цепей защиты от КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью и для сигнализации замыканий на землю в сетях 6—35 кВ, работающих с изолированной нейтралью. При КЗ на землю в одной из фаз сети с заземленной нейтралью нарушается симметрия фазных напряжений сети и на выводах разомкнутого треугольника ТН появляется напряжение $3U_0$, которое подается на реагирующий орган защиты или, если ток КЗ на землю недостаточен для срабатывания защиты (замыкание через переходное сопротивление), на реле сигнализации замыкания на землю.

При замыкании на землю в одной из фаз сети 6—35 кВ с изолированной нейтралью КЗ не возникает и симметрия фазных напряжений сети не нарушается. Для обеспечения действия реле сигнализации замыкания на землю, включаемого на выводы $3U_0$ разомкнутого треугольника ТН, общая точка первичных обмоток ТН должна быть заземлена. Тогда, например, при металлическом замыкании на землю фазы *A* первичная обмотка фазы *A* ТН оказывается замкнутой накоротко и напряжение на

ней становится равным нулю. Нарушается симметрия фазных и линейных напряжений в обмотках ТН и на выводах разомкнутого треугольника, появляется напряжение $3U_0$, от которого срабатывает реле сигнализации замыкания на землю. Для определения фазы, на которой произошло замыкание на землю, используется шинный вольтметр с переключателем, позволяющим включать его на любое фазное или междуфазное напряжение.

Напряжение на выходе обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник, может возникать не только при замыканиях на землю в сети, но и при перегорании одного из предохранителей при их наличии в цепях первичных обмоток ТН. Для исключения ложной сигнализации о замыкании на землю в этом случае предусматривается блокирование действия реле сигнализации замыканий на землю устройством контроля предохранителей.

Сигнализация о замыкании на землю выполняется с выдержкой времени для отстройки от сигналов, связанных с повреждениями, отключаемыми защитой.

Защита от повреждений в первичных цепях ТН на напряжение 35 кВ и выше не предусматривается. В цепях ТН на шинах 6—10 кВ защита осуществляется с помощью предохранителей, но в тех случаях, когда возникновение КЗ в цепи первичной обмотки ТН 6—10 кВ маловероятно, предохранители на стороне высшего напряжения ТН не устанавливаются. Так, в комплектных токопроводах мощных генераторов ТН включаются без предохранителей, поскольку при этом разделение отдельных фаз практически исключает возникновение междуфазных КЗ на этом участке.

Трансформаторы напряжения должны защищаться от всех видов КЗ во вторичных цепях автоматическими выключателями, имеющими контакты для сигнализации их отключения. Предохранители для защиты цепей вторичных обмоток ТН не используются из-за относительно большого времени их действия. Применение быстродействующих автоматических выключателей необходимо для обеспечения действия блокировок, предотвращающих неправильные действия защит при обрыве цепей напряжения. При этом суммарное время отключения автоматических выключателей и действия устройств блокировки должно быть меньше времени срабатывания защит. Автоматические выключатели устанавливаются в шкафу у ТН.

Защита цепей основных вторичных обмоток, соединенных в звезду, осуществляется одним трехполюсным автоматическим выключателем в проводах *A*, *C*, *N*. Если вторичные цепи разветвлены незначительно и вероятность повреждений в них мала, защитный автоматический выключатель в этих цепях допускается не устанавливать. Например, защитные автоматические выключатели допускается не устанавливать в цепи $3U_0$ ТН шин и ТН стороны низшего напряжения автотрансформаторов (трансформаторов), установленных в шкафах КРУ 6—10 кВ.

Цепи напряжения счетчиков, проложенные отдельным кабелем, защищаются отдельным автоматическим выключателем.

В сетях с большим током замыкания на землю во вторичных цепях обмоток ТН, соединенных в разомкнутый треугольник, автоматические выключатели также не предусматриваются, так как при возникновении повреждений в таких сетях поврежденные участки быстро отключаются защитами сети и соответственно быстро снижается напряжение $3U_0$. Поэтому в цепях, идущих от выводов *H* и *K* ТН автотрансформатора, линии и шин 500 кВ, автоматических выключателей нет.

Наоборот, в сетях с малым током замыкания на землю у ТН между выводами *H* и *K* может длительно существовать $3U_0$, при замыкании на землю в первичной цепи и при КЗ во вторичных цепях ТН он может повредиться. Поэтому здесь необходимо устанавливать защитные автоматические выключатели. Так, например, в схеме блока *GT1* (с малым током замыкания на землю) в цепи *H* (нулевой последовательности — $3U_0$) установлен однополюсный автоматический выключатель; в цепи *K* (заземленной) автоматический выключатель не установлен.

Для защиты цепей напряжения, прокладываемых от неразомкнутых вершин треугольника (*U*, *F*), предусматривается отдельный автоматический выключатель.

Кроме того, в цепях всех выводов от вторичных обмоток ТН предусматривается установка рубильников для создания в них видимого разрыва, что необходимо для обеспечения безопасного ведения ремонтных работ на ТН (исключается подача напряжения на вторичные обмотки ТН от постороннего источника тока). В КРУ в схеме ТН, устанавливаемого на тележке (например, ТН на шинах РУ СН 6—10 кВ), рубильники не устанавливаются, так как видимый разрыв обеспечивается при выкатывании тележки с ТН из шкафа КРУ.

Необходимо предусматривать контроль исправности цепей трансформаторов напряжения. Контроль целости предохранителей в схемах ТН 6—10 кВ выполняется при помощи реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и реле минимального напряжения основных обмоток ТН. При перегорании предохранителей в одной или двух фазах нарушается симметрия линейных напряжений

и реле РНФ-1М срабатывает и подает сигнал о неисправности ТН.

В случае исчезновения напряжения всех трех фаз, когда реле РНФ-1М не действует, сигнализация неисправности цепей напряжения обеспечивается с помощью реле РН, включенного на линейное напряжение.

Вторичные обмотки и вторичные цепи ТН должны иметь защитное заземление. Оно выполняется путем соединения с заземляющим устройством одного из фазных проводов или нулевой точки вторичных обмоток. Заземление вторичных обмоток ТН выполняется на ближайшей от ТН сборке зажимов, либо на зажимах самого ТН.

В заземленных проводах между вторичной обмоткой ТН и местом заземления его вторичных цепей установка рубильников, переключателей, автоматических выключателей и других аппаратов не допускается. Заземленные выводы обмоток ТН не должны объединяться, а при переходе в контрольный кабель наряду с другими проводами должны проводиться отдельными жилами до места своего назначения, например до своих шинок. Допускается объединение заземляемых вторичных цепей нескольких трансформаторов напряжения одного РУ общей заземляемой шинкой (ПУЭ, п. 3.4.24).

На щите управления и релейном щите для возможности отыскания мест повреждения и проверок в цепях напряжения применяются разъединительные зажимы.

В эксплуатации возможны случаи повреждения или вывода в ремонт ТН, вторичные цепи которых подключены к устройствам защиты, измерения, автоматики, учета и др. Чтобы не допускать нарушения их работы, применяется ручное резервирование от другого ТН.

В полуторной схеме (рис. 2.6) в случае вывода ТН на линиях резервирование осуществляется от ТН той системы шин, с которой данная линия связана через один выключатель — с помощью переключателя *SN1* для цепей, идущих от основной обмотки, соединенной в звезду, и переключателя *SN2* — для цепей разомкнутого треугольника.

При рабочем положении переключателей цепи напряжения защиты и измерения линии питаются от линейного ТН. При выходе его из строя переключатели вручную переводятся в положение «резерв» и питание цепей напряжения линии осуществляется от ТН шин.

Для главных схем электрических соединений на напряжении 330—500 кВ (треугольник, четырехугольник) резервирование осуществляется от ТН другой линии, для схемы автотрансформатор — шины — от ТН соответствующей системы шин.

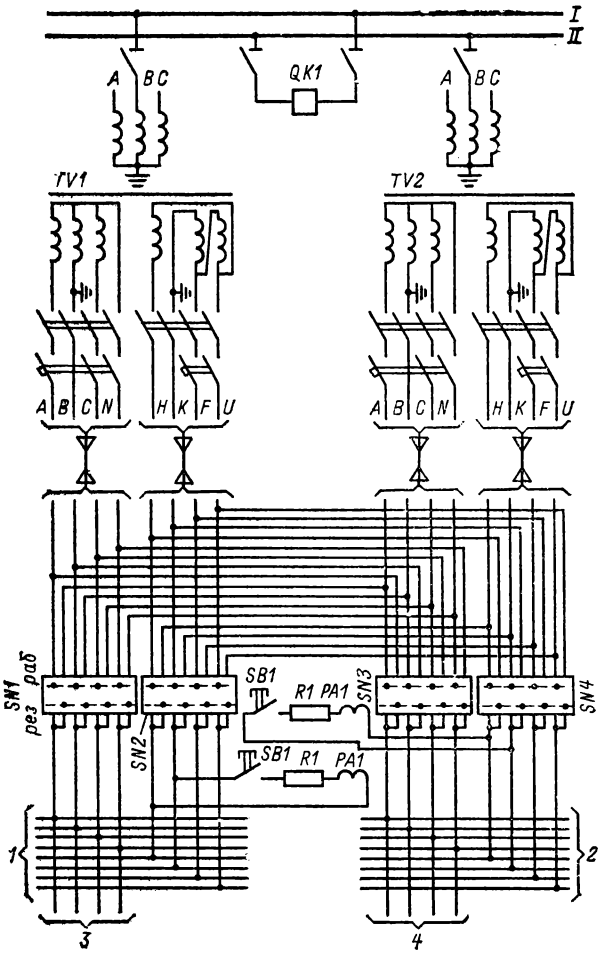


Рис. 2.7. Схема ручного переключения вторичных цепей ТН в РУ с двумя системами шин:

1 — шинки напряжения I системы шин; *2* — шинки напряжения II системы шин; *3* — к измерительным приборам и другим устройствам I системы шин на ЦЩУ (или ГЩУ); *4* — к измерительным приборам и другим устройствам II системы шин на ЦЩУ (или ГЩУ)

Для линии 750—1150 кВ в целях резервирования предусматривается установка двух комплектов ТН на каждой линии. От других ТН резервирование не предусматривается.

В схемах с двумя системами сборных шин трансформаторы напряжения должны взаимно резервировать друг друга при выводе из работы одного из ТН с помощью переключателей *SN1—SN4* (рис. 2.7). При этом шиносоединительный выключатель *QK1* должен быть включен. Взаимное резервирование благодаря наличию переключателей на шинках напряжения обеих систем сборных шин исключает необходимость производить какие-либо переключения в первичных цепях тех присоединений, которые подключены к сборным шинам, имеющим поврежденный ТН. Очевидно, что при этом должны быть приняты неотложные меры для ремонта или замены поврежденного ТН.

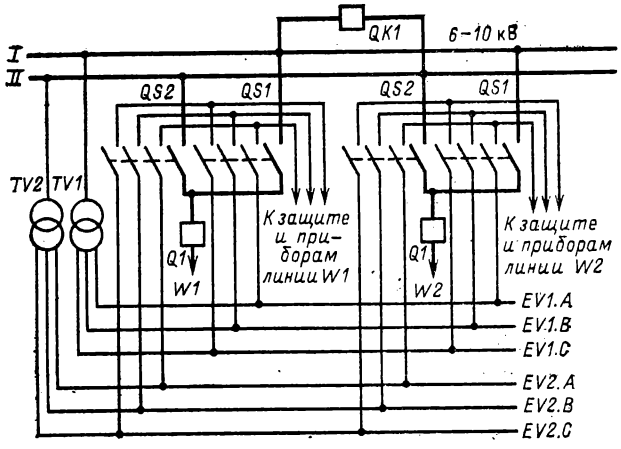


Рис. 2.8. Схема автоматического переключения вторичных цепей шинных ТН с помощью вспомогательных контактов разъединителей в ГРУ 6—10 кВ

В РУ, имеющих две системы сборных шин, нередко производится перевод отдельных присоединений с одной системы шин на другую. Для предупреждения возможных нарушений и ошибок и сокращения времени на производство оперативных переключений (в частности, во вторичных цепях) в схемах предусматривается автоматическое переключение цепей напряжения присоединения с одной системы шин на другую.

Переключение производится в закрытых распределительных устройствах (ГРУ) 6—10 кВ вспомогательными контактами шинных разъединителей, как это показано на рис. 2.8. Например, при включенном разъединителе *QS2* линии *W1* цепи напряжения защиты и приборов через вспомогательные контакты этого разъединителя подключены к шинкам напряжения II системы шин. При переводе линии *W1* на I систему шин включается разъединитель *QS1*, а разъединитель *QS2* отключается. Таким образом, не прерывается питание цепей напряжения при переключении линии *W1* с одной системы шин на другую. То же имеет место и при оперативных переключениях линии *W2* и др.

На линиях 110 кВ и выше, подключенных к двойной системе сборных шин, переключение цепей напряжения производится с помощью контактов реле-повторителей положения шинных разъединителей, как это видно из рис. 2.9. В схеме участвуют четыре реле-повторителя: *KQS1* и *KQS11* — положения разъединителя *QS1* I системы шин; *KQS2* и *KQS12* — положения разъединителя *QS2* II системы шин. Реле-повторители работают следующим образом (при переводе линии со II системы шин на I). При включении разъединителя *QS1* линии на I систему шин его вспомогательные контакты замыкаются. При последующем отключении разъединителя *QS2* от II системы шин реле-повторитель контактов этого разъединителя *KQS12* теряет питание и его размыкающие контакты замыкаются. На обмотку реле-повторителя *KQS1* подается напряжение постоянного тока, реле *KQS1* срабатывает и замыкает свои контакты. Тем самым цепи напряжения линии подключаются к шинкам *EV1.A, EV1.B, EV1.C, EV1.N* (эти шинки питаются от основной обмотки ТН). Кроме того, при замыкании контакта *KQS1* срабатывает реле-повторитель *KQS11*, подключающее через свои контакты цепи напряжения линии также к шинкам, питаемым от дополнительной обмотки ТН: *EV1.H, EV1.K, EV1.U* той же I системы шин. Размыкающие контакты *KQS11* и *KQS12* включены в цепи обмоток реле-повторителей во избежание недопустимого объединения вторичных цепей ТН I и II систем шин.

При переводе переключаются все цепи напряжения, в том числе и заземленные цепи основных и дополнительных обмоток. При этом исключается возможность объединения заземленных цепей двух ТН. Это обстоятельство является важным. Как показал опыт эксплуатации, объединение заземленных точек разных ТН может привести к нарушению нормальной работы релейной защиты и устройств автоматики и поэтому не может быть допущено.

Разводку вторичных цепей ТН необходимо выполнять таким образом, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах при любом характере нагрузок. Для выполнения этой задачи предусматривается прокладка в одном кабеле трех фазных и нулевого проводов от основных обмоток ТН, соединенных в звезду, до релейного щита и прокладка в одном кабеле проводов от дополнительных обмоток ТН, соединенных в разомкнутый треугольник, до релейного щита. Использование разных кабелей для прокладки цепей от основной и дополнительных обмоток ТН обусловлено необходимостью применения кабелей со значительным сечением жил.

Для прокладки вторичных цепей напряжения должны использоваться четырехжильные кабели в металлической оболочке, при этом оболочка должна заземляться с обоих концов каждого кабеля. Использование изолированной металлической оболочки в качестве одного из проводов вторичной цепи напряжения по соображениям надежности не допускается.

Кабели в цепях основных и дополнительных обмоток ТН по всей длине от шкафа ТН до релейного щита должны прокладываться рядом.

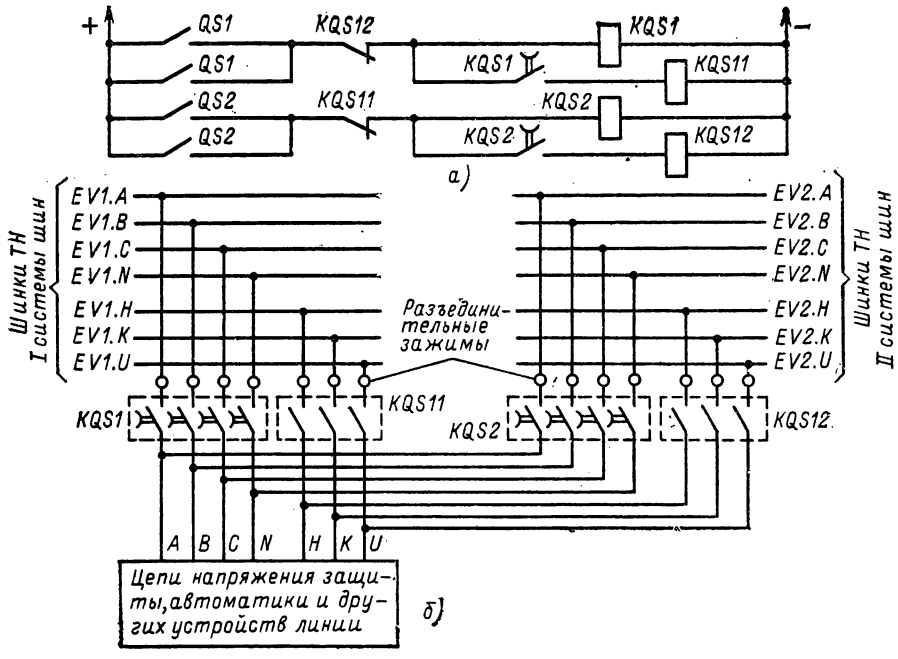


Рис. 2.9. Схема автоматического переключения вторичных цепей шинных ТН в установках 35 кВ и выше с помощью реле-повторителей:

а — цепи постоянного тока реле-повторителей вспомогательных контактов шинных разъединителей; *б* — вторичные шинки ТН и переключение цепей напряжения на данной линии

Рассмотрим подключение к цепям ТН цепей синхронизации генераторов, синхронных компенсаторов, отдельных частей энергосистемы (между собой или с электрической сетью и т. д.). Для выключателя любого присоединения с двусторонним питанием (линии, трансформатора и т. д.) в схеме управления должна быть предусмотрена возможность его включения с контролем синхронизма тех объектов, которые объединяются включением рассматриваемого выключателя.

В процессе синхронизации производится сравнение напряжений по величине, фазе и частоте с двух сторон от включаемого выключателя. Для контроля напряжения по указанным факторам используются ТН с двух сторон от включаемого выключателя. Например, при включении генератора на сборные шины, на которых уже объединены на параллельную работу другие генераторы и трансформаторы связи с системой, используются ТН генераторов и ТН сборных шин, от шинок напряжения которых через переключатели синхронизации *SS1—SS3* подается напряжение на шинки синхронизации (рис. 2.10). К этим шинкам подключены вольтметры и частотомеры, а также синхроноскоп через ключ *SV1*.

Включение может производиться разными способами. Способ точной синхронизации требует, чтобы в момент включения на параллельную работу в электрической сети и у включаемого генератора (или у обеих систем шин) были равенство частот, напряжений и совпадение фаз напряжений. Для ручной синхронизации на щите управления монтируется панель или щиток синхронизации. С помощью установленных на них частотомеров *PF* и вольтметров *PV* сети и подключаемого генератора производятся подгонка и уравнивание частот и напряжений, а по синхроноскопу персонал улавливает момент достижения синхронизма и производит выключателем включение на параллельную работу. На рис. 2.10 показана схема синхронизации применительно к электростанции с двумя системами сборных шин. Жирными линиями показаны первичные цепи, тонкими линиями — вторичные цепи. На схеме условно объединены заземленные шинки фаз *B* разных ТН. В действительности их подключение к шинкам синхронизации должно выполняться так же, как и для фаз *A* и *C*. На генераторных и шиносоединительном выключателях *Q1*, *Q2* и *QK1* переключатели *SS* имеют на данном щите управления только одну общую для них съемную рукоятку. Эта рукоятка может сниматься только в горизонтальном положении, что соответствует положению отключено *О*. Благодаря этому исключается возможность одновременного нахождения во включенном положении нескольких переключателей *SS*, а следовательно, к шинам и приборам синхронизации будут подключаться цепи только синхронизируемого генератора (или синхронизируемых шин).

Ключ *SV1* необходим для того, чтобы ограничить время работы синхроноскопа *PS1*. Персонал включает синхроноскоп только тогда, когда достигнуты примерно равные значения напряжения и частоты в работающей системе и у подключаемого (синхронизируемого) элемента (генератора). Вторичные цепи подключаются к шинкам напряжения через кон-

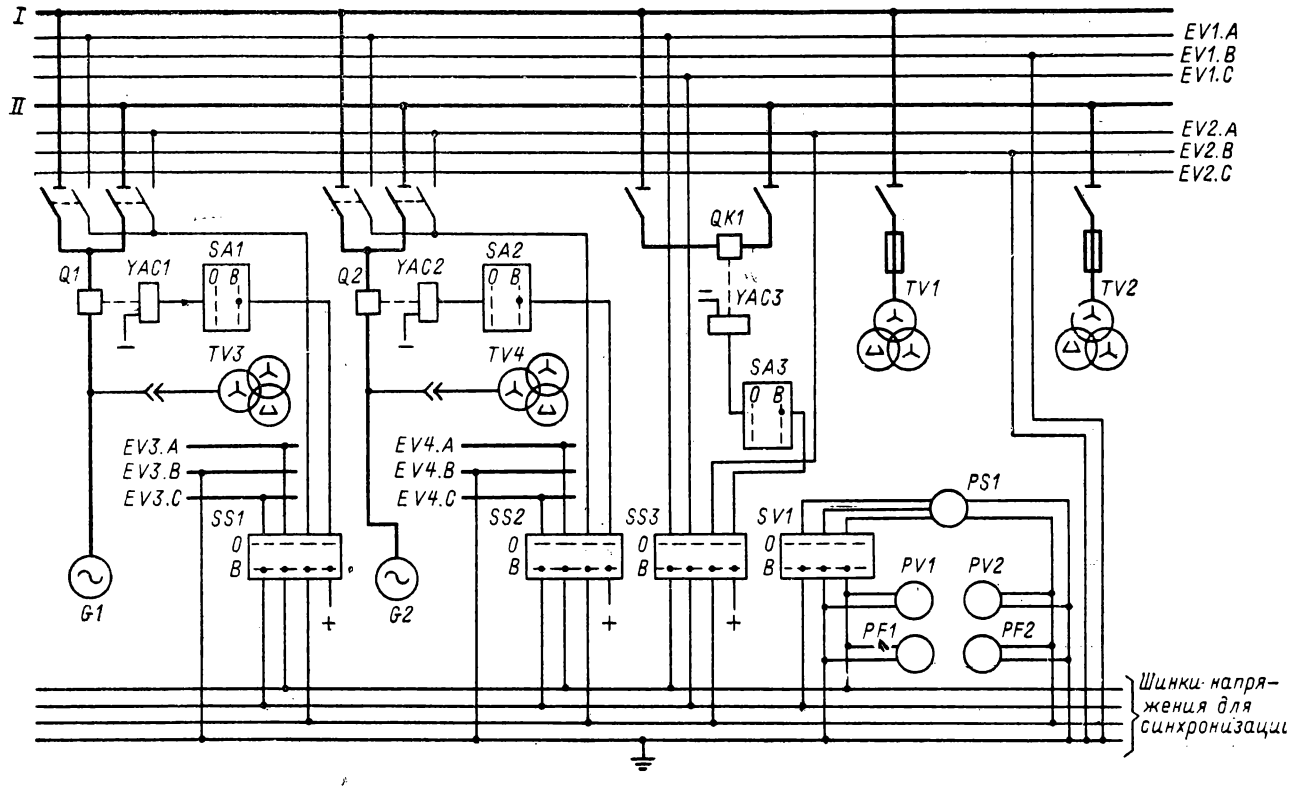


Рис. 2.10. Схема синхронизации

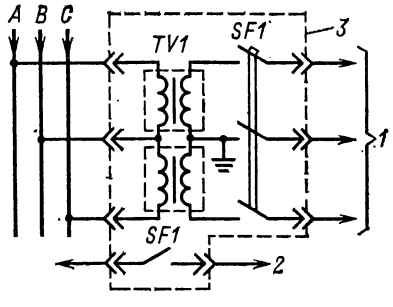


Рис. 2.11. Цепи напряжения в шкафу ТН КРУ 6 кВ:

1 — цепи напряжения защиты и других устройств резервного трансформатора СН 6 кВ; *2* — цепь сигнала «Отключение автоматического выключателя ТН»; *3* — шкаф КРУ трансформатора напряжения

такты разъединителей для выбора шинок напряжения той системы шин, к которой подключается синхронизируемый элемент. Кроме того, через переключатели *SS1—SS3* (условно не показаны вторые контакты переключателей *SS1—SS3* между ключами *SA1—SA3* и электромагнитами *YAC1—YAC3*) подается оперативный постоянный ток, с помощью которого ключами *SA1 — SA3* производится включение выключателя. Это исключает возможность включения несинхронизируемого генератора, поскольку все переключатели *SS1 — SS3* имеют только одну общую рукоятку.

Другие способы синхронизации (с помощью автосинхронизатора, полуавтоматической и автоматической самосинхронизации) и необходимые для этого переключатели и некоторые другие связанные с этим устройства (блокировка от неправильной синхронизации и т. д.) здесь не рассматриваются.

На рис. 2.11 показаны цепи напряжения в шкафу трансформатора напряжения КРУ 6 кВ СН. Здесь обмотки двух однофазных ТН соединены по схеме неполного треугольника. Трансформатор напряжения со стороны высшего напряжения подключается только через разъемные контакты, а со стороны низшего — через разъемные контакты и автоматический выключатель *SF1*, от вспомогательных контактов которого предусматривается подача сигнала на щит управления о его отключении. Разъемные контакты выполняют роль разъединителя в первичных и рубильников во вторичных цепях.

В эксплуатации очень важно осуществлять тщательный контроль за надежным состоянием разъемных контактов в шкафах КРУ и КРУН и отходящих от них вторичных цепей (токовых, напряжения, оперативного тока).

2.4. ЦЕПИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Оперативный ток используется для:

управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделите-

лями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами);

питания оперативных цепей релейной защиты и автоматики, определяющих с помощью промежуточных аппаратов (реле времени, промежуточных и др.) логическую последовательность операции при срабатывании пусковых органов защиты и автоматики (реле тока, напряжения, мощности, сопротивления, катушки которых получают питание от трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, повторяющих изменения тока и напряжения того присоединения, к которому они относятся), в результате которой производится воздействие на исполнительные органы коммутационных аппаратов (например, электромагниты включения и отключения);

осуществления всех видов и способов сигнализации (сигнализация положения коммутационных аппаратов, предупреждающая сигнализация отклонений от нормальных режимов работы или технического состояния оборудования по температуре обмоток, масла, воздуха, воды, состоянию изоляции и другим параметрам, сигнализация действия устройств защиты и автоматики).

Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают *управление ручное и автоматическое.* На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования. Это — автоматическое регулирование частоты и возбуждения генераторов, АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д.

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — *местное управление* — или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — *дистанционное управление и телеуправление.* При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Телеуправление отличается от дистанционного управления тем, что число линий (или каналов) связи между постом управления и объектом управления меньше числа передаваемых команд управления. Телеуправление электрическим оборудованием применяется при значительном удалении (более 1 км) пункта управления от управляемого объекта.

Телеуправление рекомендуется для оперативного обслуживания выключателей и отделителей подстанций и гидроэлектростанций без постоянного дежурного персонала; пуска, останова и перевода в режим синхронного компенсатора гидроагрегатов. В этих случаях управление средствами телемеханики производится с диспетчерского пункта энергетической системы или района, где расположен объект. С ростом уровней напряжения электропередач, а следовательно, и площадей, занимаемых ОРУ высокого напряжения, щит управления подстанции или станции оказывается достаточно удаленным от выключателей, расположенных на ОРУ. В этом случае телеуправление целесообразно применять и на территории электрического объекта для сокращения линий связи между пунктом управления и управляемым объектом.

Для передачи сигналов устройств телемеханики могут использоваться каналы связи, линии высокого напряжения или линии связи.

Телеуправление — наиболее ответственная операция в телемеханике, практически не допускающая ложных команд. При использовании телеуправления выполняются следующие требования:

1) операция телеуправления обязательно должна сопровождаться ответной телесигнализацией, которая используется для контроля правильности выполнения операции управления;

2) посылка команды телеуправления должна состоять как минимум из двух операций: подготовительной (выбор объекта и характера операции) и исполнительной (подача команды); при этом уменьшается вероятность неправильных действий диспетчера;

3) канал связи должен непрерывно контролироваться, выход его из строя не должен приводить к ложным командам.

При исполнении команды «Включить» замыкание цепей на исполнительный орган управляемого аппарата производится соединенными последовательно контактом реле выбора объекта *У* и контактом исполнительного реле

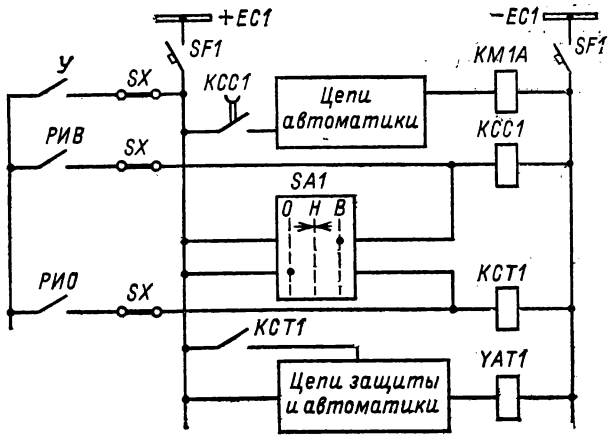


Рис. 2.12. Цепи воздействия устройства телеуправления на исполнительные органы схемы управления:

KM1, YAT1 — исполнительные органы схемы управления выключателя: промежуточный контактор электромагнита включения и электромагнит отключения; *KCC1, KCT1* — реле команд «Включить» и «Отключить», принимающие команды местного и телеуправления; *SA1* — ключ местного управления; *У, РИВ, РИО* — контакты приемных реле устройства телемеханики (замкнуты при передаче с пункта управления соответствующей команды)

команды «Включить» *РИВ*; при исполнении команды «Отключить» — соединенными последовательно контактом реле выбора объекта и контактом исполнительного реле команды «Отключить» *РИО* (рис. 2.12).

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. Построение цепей сигнализации положения выключателей и разъединителей определяется схемами управления этих аппаратов и рассматривается в следующей главе.

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Предупреждающая сигнализация извещает персонал о необходимости принятия мер по ликвидации возникших отклонений от нормального режима или о появившихся неисправностях (повышение температуры нагрева обмоток генератора, трансформатора, синхронного компенсатора, снижение уровня масла в трансформаторе и давления сжатого воздуха в воздушных выключателях и т. д.). Предупреждающая сигнализация обеспечивается действием центрального (для всего объекта) звукового и индивидуальных световых сигналов либо индивидуальных указательных реле.

Звуковые сигналы аварийной и предупреждающей сигнализации, как правило, выполняются раздельно и различаются по характеру звучания сигнала.

Сигнализация действия устройств защиты и автоматики производится при помощи флажка указательного реле соответствующей защиты или устройства автоматики. При этом срабатывает звуковой и световой сигнал аварийного отключения.

При неисправностях в устройствах защиты и автоматики, а также действиях устройств защиты и автоматики, не сопровождающихся отключением коммутационных аппаратов, должна приводиться в действие с помощью индивидуальных указательных реле предупреждающая звуковая сигнализация. Для напоминания дежурному персоналу о необходимости ручного возврата указательного реле выполняются групповые световые сигналы вызова к панелям, где установлены указательные реле. Для облегчения отыскания сработавшего указательного реле на каждой панели или в релейном шкафу необходимо предусматривать лампу сигнализации «Указатель не поднят», общую для всех указательных реле панели или релейного шкафа.

Вызывная сигнализация передает сигналы вызова при аварийном отключении оборудования или при появлении неисправности оборудования на оперативный пункт управления (центральный щит управления — ЦЩУ, главный щит управления — ГЩУ, блочный щит управления — БЩУ), дежурному на дому, на диспетчерский пункт.

Получив сигнал, обслуживающий персонал обязан прибыть на место для выявления и устранения неисправностей.

Поиск аварийно отключившегося выключателя или выявление причины возникновения предупреждающего сигнала производится по индивидуальным индикаторам — лампам сигнализации положения или указательным реле.

Вызывная сигнализация применяется на подстанциях и небольших ГЭС, где нет постоянного дежурного персонала, а их обслуживание осуществляется дежурными на дому или оперативно-выездными бригадами (ОВБ), а также в установках СН, КРУ, КРУН и дру-

гих РУ и электроустановках (синхронных компенсаторах, насосных, компрессорных и т. д.), которые периодически контролируются сменным персоналом данного энергообъекта.

В зависимости от расстояния, на котором находится дежурный от объекта, сигнал вызова передается либо по индивидуальным проводам связи, либо средствами телемеханики— при удаленности от объекта на 1 км и более.

Передача сигналов средствами телемеханики — **телесигнализация** — обеспечивается значительно меньшим количеством линий связи между контролируемым объектом и постом управления, чем число передаваемых сигналов.

Для электростанций предусматривается телесигнализация положения всех выключателей главной электрической схемы на центральный диспетчерский пункт (ЦДП) энергосистемы. Для подстанций без постоянного дежурного персонала предусматривается телесигнализация положения выключателей и отделителей и аварийно-предупреждающая телесигнализация на диспетчерский пункт. Для подстанций с постоянным дежурным персоналом или с дежурным на дому на ЦДП энергосистемы предусматривается телесигнализация положения выключателей главной электрической схемы, рабочего состояния гидроагрегатов и телеуправляемого оборудования, а также аварийно-предупреждающая сигнализация.

При телесигнализации обычно передается информация типа «Да», «Нет» об одном из двух состояний объекта (включен или отключен, открыто или закрыто и т. д.). Датчиком сигнала положения выключателя является вспомогательный контакт выключателя или реле-повторителя, разомкнутый при отключенном выключателе. Тогда при включенном выключателе (рабочем состоянии объекта) контролируется целость цепи от датчика до устройства телемеханики.

Сигналы телеуправления и телесигнализации могут передаваться по одной линии или одному каналу связи. В системе телемеханики применяется уплотнение канала связи и осуществляется передача сигналов последовательными кодами (поочередно). Аппаратура телемеханики состоит из полукомплекта, устанавливаемого на диспетчерском пункте, и полукомплектов, устанавливаемых на контролируемых пунктах. Один полукомплект на диспетчерском пункте может принимать информацию и передавать команды управления на полукомплекты нескольких контролируемых пунктов.

На диспетчерском пункте устанавливаются диспетчерский щит и пульт управления энергосистемы. На щите наносится схема электрических соединений станций и подстанций энергосистемы, устанавливаются ключи выбора объекта для каждого управляемого аппарата и центральные кнопки, общие для аппаратов одного объекта, для подачи команд «Включить» и «Отключить».

Оперативный ток может быть постоянным, выпрямленным, переменным.

При применении традиционных средств (ключей управления и электромеханических реле) для управления, защиты, автоматики и сигнализации в настоящее время принимается напряжение 220 В оперативного тока. На крупных электростанциях (с большим количеством электродвигателей механизмов и запорно-регулирующей арматуры собственных нужд, требующих автоматического управления и участвующих в регулировании технологических процессов) и подстанциях сверхвысокого напряжения (750, 1150 кВ переменного тока, 1500 кВ постоянного тока), где вводится автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП), выполняющая функции управления, регулирования и контроля средствами вычислительной техники, используется также напряжение оперативного тока 24 В. При этом напряжение 220 В оперативного тока используется для управления электромагнитными приводами высоковольтных выключателей и разъединителей, а также для схем сигнализации на традиционных средствах, резервирующих в минимальном объеме АСУ ТП.

В цепях оперативного тока должна предусматриваться защита от токов КЗ. Для этого питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения производится через отдельные предохранители или автоматические выключатели с вспомогательными контактами для сигнализации об их отключении. Применение автоматических выключателей более предпочтительно, чем предохранителей.

Питание оперативным током цепей релейной защиты и управления выключателями и автоматами гашения поля (АГП) генераторов выполняется через отдельные от цепей сигнализации автоматические выключатели.

Для ответственных присоединений (линий электропередачи 110 кВ и выше, трансформаторов 330 кВ и выше и крупных генераторов), отдельные автоматические выключатели устанавливаются для основных и резервных защит. При этом цепи управления и резервных защит линий могут подключаться к одному общему автоматическому выключателю.

Для надежной работы энергообъектов и их защиты необходимо контролировать наличие питания цепей оперативного тока каждого присоединения. Предпочтительнее осуществлять контроль с помощью реле, которые поз-

воляют подать предупреждающий сигнал при исчезновении напряжения оперативного тока.

Принципы построения схем управления выключателей и разъединителей, а также аварийной и предупреждающей сигнализаций рассмотрены в следующей главе.

ГЛАВА 3

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ И СИГНАЛИЗАЦИИ И СПОСОБЫ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ

3.1. СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МАСЛЯНЫХ И ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем. Промышленность выпускает масляные выключатели на напряжение до 220 кВ и воздушные выключатели на напряжение до 1150 кВ переменного тока.

Масляные выключатели комплектуются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами, а у воздушных выключателей для управления подвижными элементами используется пневматический привод. Исполнительными органами для включения и отключения масляного выключателя с пневматическим приводом и воздушного выключателя служат электромагниты со втягивающимися сердечниками, управляющие пневматическими клапанами. Мощность электромагнита включения масляного выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

Для масляных выключателей с пружинным приводом схема управления выполняется на переменном, выпрямленном или постоянном оперативном токе напряжением 220 В.

На рис. 3.1 представлена принципиальная схема управления масляного выключателя напряжением до 110 кВ с трехфазным приводом; на рис. 3.2 — схема управления масляного выключателя 220 кВ, имеющего пополюсное исполнение; на рис. 3.3 — схема управления воздушного выключателя 330 кВ с пофазным отключением от защиты и оборудованного устройством ОАПВ.

Защита цепей управления и сигнализации производится с помощью автоматических выключателей *SF1*. Команды на включение и отключение выключателей подаются непосредственно на исполнительный механизм соответствующей операции, за исключением команды на включение масляного выключателя с электромагнитным приводом, которая подается косвенно — через промежуточный контактор *KM1* (см. рис. 3.1, 3.2), который способен осуществлять коммутацию в цепи мощного электромагнита включения *YAC1*.

Цепи электромагнитов управления. Для выключателей, имеющих пополюсное исполнение (отдельные приводы для каждой фазы) (см. рис. 3.2, 3.3), схема управления обеспечивает возможность одновременного управления всеми тремя фазами подачей одной, общей для всех трех фаз оперативной команды. Но если по условиям работы автоматики или защиты требуется отключить только одну фазу, схема управления строится таким образом (см. рис. 3.3), чтобы обеспечить избирательное воздействие защиты на отключение поврежденной фазы высоковольтной линии, оборудованной устройством ОАПВ.

При одновременном управлении всеми тремя фазами электромагниты всех полюсов выключателей соединяются параллельно (см. рис. 3.2).

В тех случаях, когда выключатель предназначен для трехфазного управления и осуществления ОАПВ, электромагниты отключения должны быть разделены для возможности подачи команд на каждый электромагнит в отдельности (см. рис. 3.3).

Для выключателей, у которых суммарный ток потребления электромагнитов трех фаз превышает допустимое значение для контактов командных органов, замыкающих цепи электромагнитов включения и отключения, предусматривается раздельное включение элек-

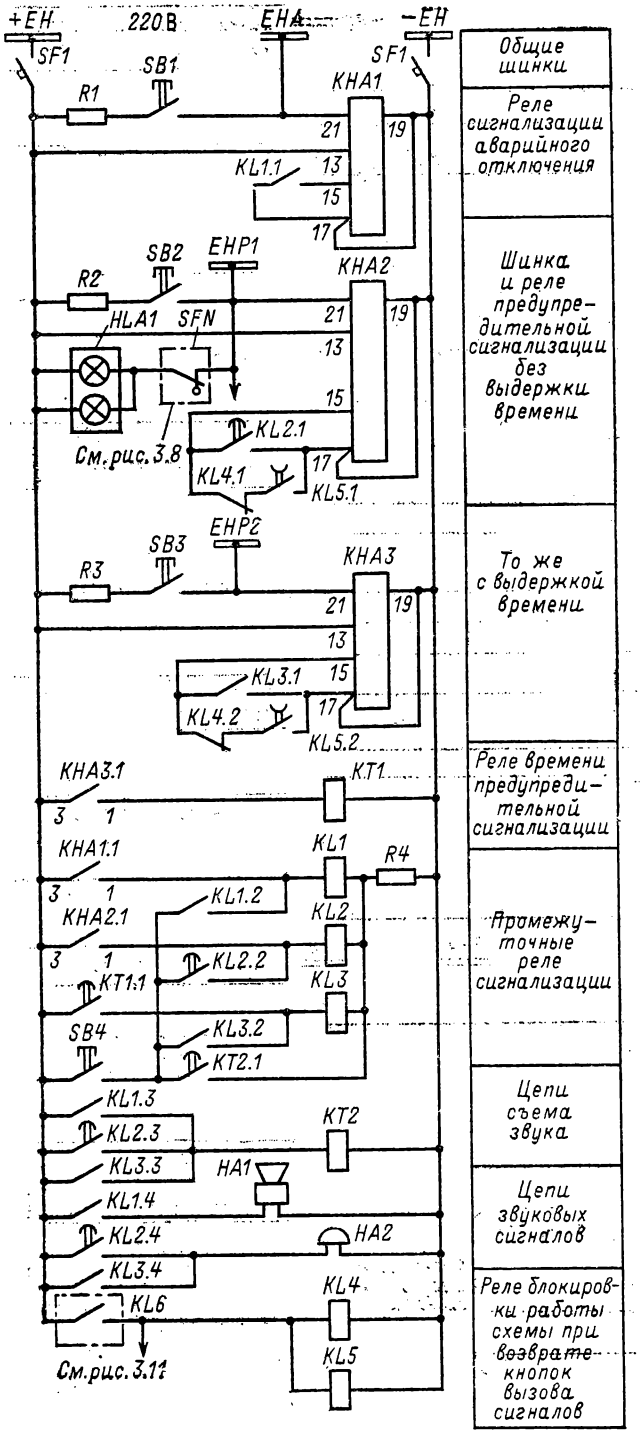


Рис. 3.1. Схема управления масляного выключателя с трехполюсным приводом

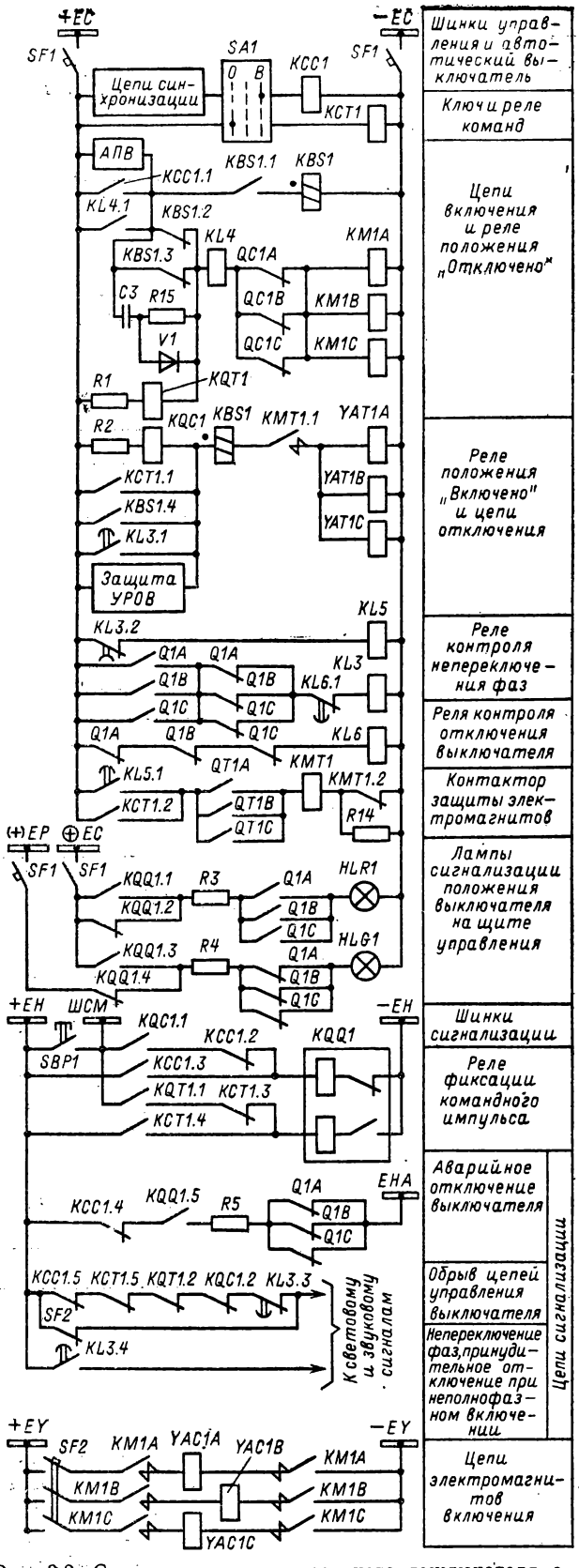


Рис. 3.2. Схема управления масляного выключателя с пополюсными приводами и трехфазным управлением

тромагнитов управления тремя полюсами (см. цепи электромагнитов управления на рис. 3.3).

Применение ключа управления без фиксации положений. Подача оперативных команд на включение и отключение производится при

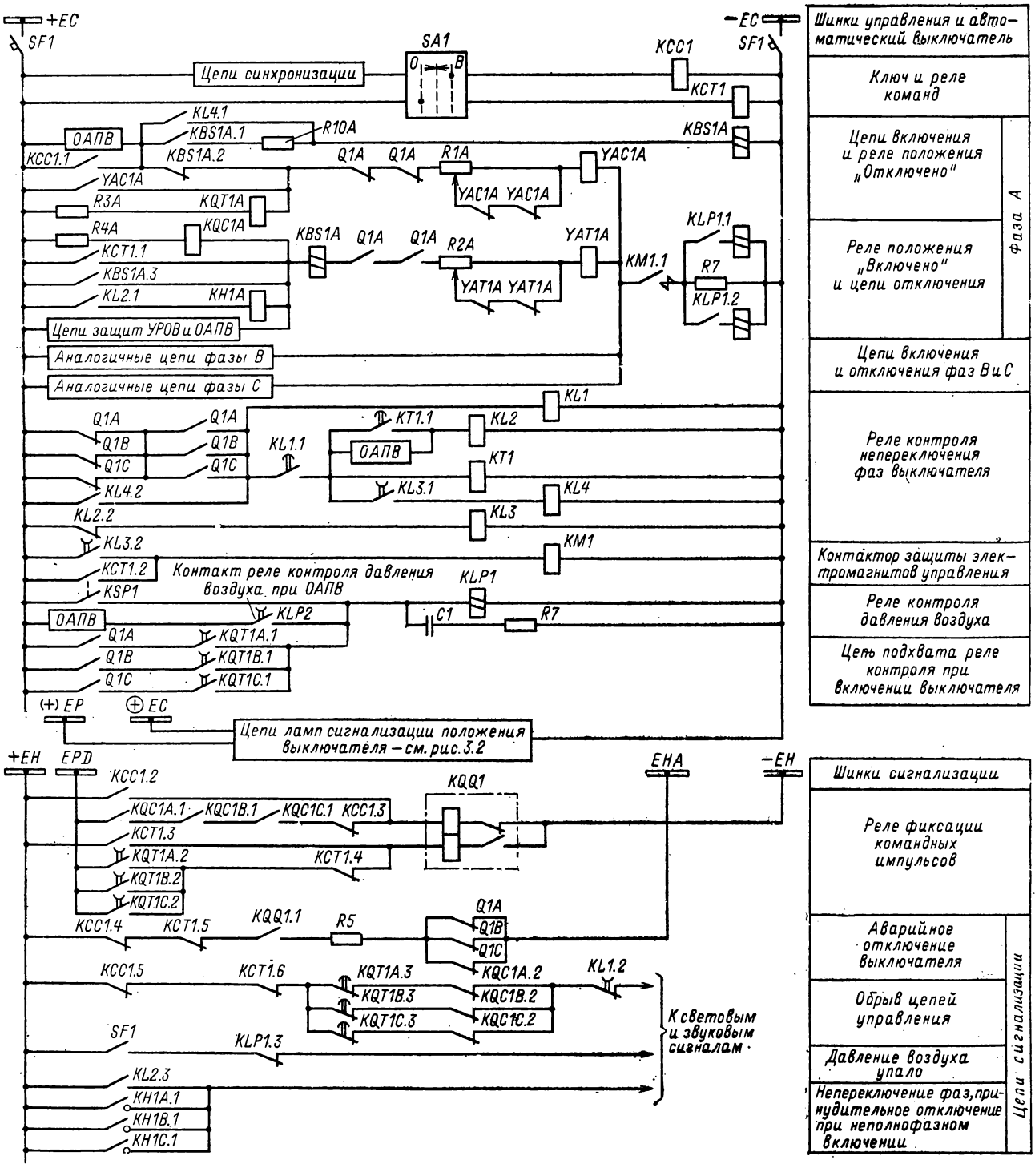


Рис. 3.3. Схема управления воздушного выключателя с ОАПВ

помощи ключа управления *SA1*, имеющего самовозврат рукоятки в нейтральное положение после освобождения ее оператором. При этом появляется возможность централизованного квитирования, т. е. приведения ключа в положения, соответствующие положениям выключателя, что имеет значение для крупных электростанций или подстанций, где затруднено индивидуальное обслуживание большого количества ключей на щитах управления.

Релейная схема управления. Во всех приведенных примерах принята релейная схема

управления, т. е. командные импульсы от ключа управления *SA1* подаются не непосредственно в цепи элетромагнитов, а через промежуточные реле команд «Включить» (*KCC1*) или «Отключить» (*KCT1*), которые в свою очередь воздействуют на электромагниты выключателя, а также обеспечивают построение соответствующих цепей сигнализации.

Применение релейных схем управления позволяет перейти на малогабаритные ключи управления с маломощной контактной системой, обладающие слабой коммутационной способностью. Применение малогабаритных ключей позволяет сократить размеры щитов управления на мощных электростанциях, на которых управление все большим числом вспомогательных агрегатов, электродвигателями СН производится дистанционно, а также на подстанциях сверхвысокого напряжения, на которых управление не только выключателями, но и разъединителями и заземляющими ножами с электродвигательными приводами выносится на щит управления.

Реле команд размещают вне щита управления в помещениях, приближенных к выключателям. Там же устанавливается вся релейная аппаратура управления, автоматики и защиты. Это позволяет сократить сечения жил контрольных кабелей между пунктом дистанционного управления (ключом *SA1*) и приводом выключателя, так как потребляемая мощность катушек реле *KCC1* и *KCT1* незначительна. Приближение релейных щитов к распределительным устройствам особенно важно для РУ с воздушными выключателями, электромагниты включения и отключения которых потребляют значительные форсировочные токи (например, типа ВВБ-500, выпускаемые ПО «Электроаппарат», г. Ленинград — 20 А на фазу; типа ВНВ завода «Электротяжмаш», г. Свердловск — 13,5 А на фазу; выключатель 1150 кВ типа ВНВ имеет потребление электромагнитов 27×2 А на фазу).

Реле команд используются также для построения схемы автоматики линий 110—220 кВ на подстанциях и могут устанавливаться в помещении щита управления.

Длительность действия командных импульсов должна быть достаточной для завершения операций включения и отключения. В тех случаях, когда срыв командного импульса из-за ошибочных действий оператора не приводит к повреждению выключателя, никакие меры по увеличению длительности командных импульсов не предусматриваются. Для воздушных выключателей срыв импульса представляет серьезную опасность из-за преждевременного прекращения подачи свежего воздуха; уменьшается скорость движения подвижных контактов выключателя, в связи с чем возможно их сваривание.

Для обеспечения надежного завершения операции, а также защиты от повреждений контактов командных органов *KCC1* или *KCT1* (при срыве операции ток электромагнитов *YAT1*, *YAC1* или контактора *KM1* рвется контактами реле команд, которые обгорают при размыкании значительных токов электромагнитов) предусматривается подхват командных импульсов. Для масляных выключателей, имеющих пополюсное исполнение, в цепи включения для подхвата используется контакт реле *KL4* с токовой обмоткой, в цепи отключения — контакт реле *KBS1* блокировки от многократных включений. Эти реле срабатывают при подаче командного импульса и удерживаются для обеспечения надежного завершения операций включения и отключения. Для воздушных выключателей в цепи включения используется вспомогательный контакт электромагнита включения, в цепи отключения — аналогично схеме масляного выключателя, имеющего пополюсное исполнение. Так же выполняется подхват командного импульса на отключение и для масляных выключателей с трехполюсным приводом контактом реле *KBS1* в тех случаях, когда это реле присутствует в схеме.

Цепи электромагнитов управления должны автоматически размыкаться после завершения операции включения или отключения. Прекращение воздействия командного импульса производится размыканием вспомогательных контактов выключателя *Q1*, включаемых в цепи электромагнитов управления *YAT1*, *YAC1* или промежуточного контактора *KM1* (см. рис. 3.1, 3.2), который используется для коммутации цепи электромагнита включения масляного выключателя.

В схемах трехфазного управления масляных выключателей с пополюсными приводами (см. рис. 3.2) вспомогательные контакты трех фаз *Q1A*, *Q1B*, *Q1C* соединяются *параллельно* и включаются в общую цепь параллельно соединенных электромагнитов управления. Такая схема включения вспомогательных контактов обеспечивает размыкание цепей электромагнитов управления после завершения операции на всех трех фазах с учетом возможности разновременного переключения вспомогательных контактов отдельных фаз выключателя. Параллельное включение вспомогательных контактов в цепях электромагнитов включения необходимо в связи с достаточно большим временем включения выключателя.

В схемах трехфазного управления воздушных выключателей 110—220 кВ, не оснащенных устройствами ОАПВ, предусматривается *последовательное* соединение размыкающих вспомогательных контактов трех фаз в цепи

параллельно соединенных электромагнитов включения. Соединение электромагнитов отключения и вспомогательных контактов в их цепи выполняется аналогично схемам масляных выключателей с пополюсными приводами (см. рис. 3.2). При этом исключается возможность одновременной подачи команд в цепи электромагнитов включения и отключения в случае неполнофазного включения выключателя на КЗ (защита действует на отключение выключателя). Параллельное соединение вспомогательных контактов в цепи отключения обеспечивает максимальную надежность цепи отключения: при неисправности одного из вспомогательных контактов команда на отключение все равно будет подана на все электромагниты через оставшиеся исправными вспомогательные контакты других фаз.

В схемах воздушных выключателей 330 кВ и выше, оснащенных устройством ОАПВ, в которых предусматривается раздельное включение электромагнитов включения и отключения всех трех фаз, в цепь каждого электромагнита включается по два вспомогательных контакта соответствующей фазы.

Защита электромагнитов управления. В схемах рис. 3.2 и 3.3 для выключателей с пополюсными приводами в связи с наличием подхвата командных импульсов предусматривается защита электромагнитов управления от длительного обтекания током при отказе одной или двух фаз. Отказ в действии трех фаз выключателя не учитывается как маловероятный. Защита осуществляется отключением электромагнитов управления от источника оперативного тока по истечении времени, необходимого для надежного завершения операции во всех фазах, а при наличии ОАПВ — по истечении времени цикла ОАПВ. Для защиты в схеме воздушных выключателей (см. рис. 3.3) используется однополюсный контактор постоянного тока *KM1*. Нормально его обмотка находится под напряжением, а силовой контакт в цепях электромагнитов управления замкнут. При неполнофазном режиме выключателя (отказ одной или двух фаз при операциях включения или отключения) размыканием контакта реле *KL3*, фиксирующего неполнофазный режим, снимается питание с обмотки *KM1* и его контактом размыкаются цепи электромагнитов выключателя. Контакт контактора остается разомкнутым в течение всего времени, пока существует неполнофазный режим.

В схеме масляного выключателя с пофазным приводом (см. рис. 3.2) защита электромагнитов отключения *YAT1* осуществляется снятием питания с обмотки контактора *KMT1* размыканием контакта *KL5* после срабатывания защиты от неполнофазного режима. Отстройка по времени осуществляется с помощью реле *KL5*, имеющего задержку на возврат при снятии питания с его обмотки. Контактор *KMT1* в схеме рис. 3.2 служит также для размыкания цепей электромагнитов отключения в полнофазном режиме в связи с недостаточной коммутационной способностью вспомогательных контактов привода *QT1A*, *QT1B*, *QT1C*. При полнофазном отключении выключателя реле *KL5* остается подтянутым, его контакт в цепи *KMT1* замкнут, а цепь *KMT1* размыкается вспомогательными контактами *QT1* выключателя.

Защита электромагнитов включения *YAC1* в схеме рис. 3.2 выполняется контактами реле блокировки от многократного включения *KBS1*: при подхвате командного импульса на включение контактом реле *KL4.1* и отказе на включение одной или двух фаз, т. е. непереключении вспомогательных контактов, например, *QC1A* и *QC1C*, создается цепь для длительного протекания тока через контакторы *KM1*, а следовательно, и через электромагниты включения *YAC1*, что недопустимо. Срабатывает реле *KL3*, фиксирующее неполнофазный режим, и отключает включившуюся фазу (в нашем примере *QC1B*) выключателя. При прохождении импульса на отключение от контакта *KL3.1* срабатывает реле *KBS1* по токовой катушке и размыкает своими контактами цепь контакторов *KM1*. Для обеспечения коммутационной способности контактов *KBS1* предусмотрен искрогасительный контур (*C3*, *R15*, *V1*), который по цепи *C3—V1* шунтирует контакты *KBS1* в момент их размыкания. Для предотвращения повреждения контактов реле *KBS1* при возврате его в исходное положение служит резистор *R15*, через который происходит разряд конденсатора *C3*.

Неполнофазный режим масляного выключателя фиксируется промежуточным реле *KL3*, которое срабатывает при непереключении одной или двух фаз выключателя с задержкой, отстроенной от разновременности работы вспомогательных контактов приводов трех фаз выключателя. При неполнофазном режиме контакт *KL3.1* отключает выключатель (его включившиеся фазы).

Неполнофазный режим воздушного выключателя (см. рис. 3.3) фиксируется промежуточными реле *KL1*, *KL2*. Последнее производит отключение включившихся фаз с задержкой, отстроенной от времени полного цикла ОАПВ. Это обеспечивается при помощи реле времени *KT1*. При выведении ОАПВ из действия или работе защит, действующих на отключение трех фаз выключателя, производится шунтирование контактов реле *KT1*, и отключение происходит с меньшей выдержкой времени.

В схеме предусматривается дополнительное устройство, которое необходимо в случае от-

каза на включение одной из фаз выключателя. При этом после ликвидации неполнофазного режима катушка контактора *KM1* находится под напряжением и электромагнит включения фазы, которая не включилась, самоудерживается через свой замыкающий контакт и остается без защиты. Для исключения указанного при неполнофазном режиме срабатывает дополнительно установленное реле *KL4* и удерживается через свой замыкающий контакт на время, пока с обмотки контактора *KM1* не снимется напряжение и его контакт не разомкнет цепь электромагнита включения, защищая его от повреждения.

В случае «залипания» замыкающих контактов реле команды «Включить» *KCC1* или выходного реле устройства ОАПВ и неперекючения фаз (при отказе одной фазы на включение) срабатывают реле защиты электромагнитов управления *KL1*, *KL2* и *KL4* и отключают включившиеся фазы. При этом в фазе, которая отказала при включении, не работает реле блокировки от многократных включений и нет запрета повторному ее включению, которое может произойти в случае неперекючения фаз, срабатывания контактора защиты электромагнитов и возврата его в первоначальное положение после отключения включившихся фаз.

Для исключения указанного при неперекючении фаз замыкающий контакт *KL4.1* заставляет сработать реле *KBS1* по шунтовой обмотке и последнее удерживается на время «залипшего» состояния контактов реле включения. Для обеспечения срабатывания реле *KBS1* по удерживающей обмотке последняя выбрана на напряжение 110 В. Реле срабатывает в форсированном режиме и удерживается через свой контакт *KBS1* и резистор *R10* на напряжении 220 В.

В схемах воздушных выключателей 330 кВ и выше, где число элементов на полюс два и более, в цепях электромагнитов управления вспомогательные контакты элементов полюсов одной и той же фазы соединяются последовательно. При этом не рассматривается одновременный отказ двух элементов одного и того же полюса и, следовательно, отпадает необходимость в использовании указанного дополнительного устройства.

Кроме того, формируется предупреждающий сигнал «Неполнофазный режим».

Блокировка при понижении давления воздуха в пневмоприводах. В схемах управления воздушных выключателей (см. рис. 3.3) в цепи электромагнитов управления вводятся контакты промежуточного реле *KLP1*, повторяющего положение контакта электроконтактного манометра *KSP1*, контролирующего давление воздуха в приводе. При понижении давления ниже уставки манометра контакты *KLP1.1* и *KLP1.2* запрещают прохождение командных импульсов, размыкая цепи электромагнитов. Если снижение давления происходит в процессе выполнения операции включения или отключения, указанные контакты реле *KLP1* в цепях электромагнитов управления остаются замкнутыми до конца операции благодаря включенным последовательно с ними токовым обмоткам, которые обтекаются током до завершения операции. Для обеспечения надежного отключения выключателя при включении его на КЗ в случае, когда в процессе операции включения давление снизилось ниже необходимого уровня, предусматривается подхват обмотки напряжения реле *KLP1* по цепи: замыкающий вспомогательный контакт выключателя *Q1A* (*Q1B*, *Q1C*) (замыкается при завершении операции включения) и замыкающий контакт реле положения «Отключено» *KQT1A.1* (*KQT1B.1*, *KQT1C.1*) с задержкой на возврат в исходное положение (замкнут в отключенном положении выключателя и размыкается с выдержкой времени до 1 с при подаче команды на включение выключателя). Времени замкнутого состояния этой цепи достаточно для срабатывания защиты в случае включения выключателя на КЗ.

Блокировка от многократных включений выключателя. В схемах управления предусматривается блокировка, исключающая возможность многократных включений выключателя при одновременном действии командных импульсов на включение и отключение. Импульс на включение выключателя может сохраняться длительное время из-за приваривания контактов выходного реле устройства АПВ или из-за задержки подаваемой команды на включение оператором. Если включение выключателя произведено на КЗ во включаемой первичной цепи, защита присоединения подействует на отключение включенного выключателя. При наличии импульса на включение выключатель вновь включится на КЗ, если оно устойчиво, и вновь отключится защитой, и этот процесс при отсутствии блокировки будет продолжаться до тех пор, пока не будет снята команда на включение.

В большинстве случаев выполняется релейная блокировка от многократных включений при помощи реле *KBS1* с токовой рабочей обмоткой и удерживающей обмоткой напряжения. Реле срабатывает при прохождении тока по токовой обмотке в момент отключения выключателя и удерживается по обмотке напряжения на все время действия импульса на включение, разрывая своим размыкающим контактом *KBS1.2* цепь включения выключателя.

Контроль исправности цепи последующей операции. Схемы управления должны преду-

сматривать постоянный контроль исправности цепи последующей операции. Контроль исправности цепи отключения должен быть выполнен для выключателей 6 кВ и выше; цепи включения — для выключателей 110 кВ и выше линий и трансформаторов, а также для всех выключателей, включаемых под действием устройств АВР. В приведенных схемах контроль цепей отключения производится при помощи реле положения «Включено» *KQC1*, а цепи включения — при помощи реле положения «Отключено» *KQT1*, которые включены последовательно с электромагнитами отключения *YAT1* или включения (*YAC1* в схеме рис. 3.3 или промежуточным контактором *KM1* в схемах рис. 3.1, 3.2). Электромагнит не может ложно сработать по этой цепи вследствие большого сопротивления катушек промежуточных реле *KQT1* и *KQC1*. Добавочные резисторы *R1*, *R2* в цепях этих реле устанавливаются с целью предотвратить возможное ложное срабатывание привода при закорачивании катушки реле *KQT1* или *KQC1*. Нормально через контакты *Q1* выключателя подготовлена к действию только одна цепь — цепь включения или отключения в зависимости от положения выключателя. Контроль осуществляется только в подготовленной цепи, т. е. в цепи последующей операции. Например, при включенном выключателе его вспомогательные контакты *Q1* замкнуты в цепи последующей операции — отключения и реле *KQC1* подтянуто, если цепь отключения исправна (нет обрыва цепи); цепь катушки реле *KQT1* при включенном выключателе разомкнута, так как разомкнуты вспомогательные контакты выключателя *Q1* в цепи включения. При отключенном выключателе контролируется цепь включения. При ее исправности реле *KQT1* находится под напряжением, а цепь катушки реле *KQC1* разомкнута. При обрыве цепи отключения (при включенном выключателе) или цепи включения (при отключенном выключателе) оба реле оказываются обесточенными. Это используется для образования звукового и светового сигнала обрыва цепи, который поступает в схему предупреждающей сигнализации через последовательно соединенные размыкающие контакты обоих реле.

В схеме на рис. 3.3, где цепи электромагнитов управления трех фаз разделены, для контроля исправности цепей включения и отключения используются индивидуальные реле положения «Включено» *KQC1A* (*B*. *C*) и «Отключено» *KQT1A* (*B*, *C*) для каждого полюса выключателя. При этом сигнал обрыва цепей собирается из трех параллельно включенных цепей, каждая из которых сигнализирует обрыв цепей управления одной из фаз.

Для исключения возможности ложного срабатывания сигнала «Обрыв цепей управления» в случае падения давления в приводе воздушного выключателя ниже уставки манометра в схеме рис. 3.3 предусмотрен резистор *R7*, включенный параллельно контактам реле давления *KLP1* в цепях электромагнитов управления. Установка резистора предотвращает обесточивание реле положения *KQC1* и *KQT1* при снижении давления, но исправных цепях управления. Цепь сигнала обрыва цепи управления замыкается и при исчезновении питания схемы управления, так как при КЗ в любой цепи схемы управления автоматический выключатель *SF1* отключается своим максимальным расцепителем и оба реле *KQT1* и *KQC1* оказываются обесточенными. То же происходит и при обрыве цепей питания. Таким образом, этот сигнал контролирует не только обрыв цепи последующей операции, но и исчезновение оперативного тока.

На объектах с небольшим количеством присоединений и постоянным дежурным персоналом контроль исправности цепи последующей операции производится при помощи красной и зеленой ламп, включаемых аналогично реле *KQC1* и *KQT1* соответственно — схема со световым контролем цепей управления. Из-за малого применения схема не приводится. Подробно указанная схема рассмотрена в [2].

Сигнализация положения выключателя. Схемы управления включают в себя также информацию о положении выключателя и о реализации поданной оперативной команды. Включенное положение выключателя сигнализируется ровным свечением красной лампы *HLR1*, устанавливаемой над ключом управления справа, а отключенное положение выключателя — ровным свечением зеленой лампы *HLG1*, устанавливаемой над ключом управления слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — «мигание».

Фиксация ранее поданной команды при использовании в схеме ключа управления с самовозвратом производится при помощи двухпозиционного промежуточного реле *KQQ1* типа РП8. При подаче команды на включение реле *KQQ1* срабатывает по первой катушке от реле команды *KCC1* и остается в таком положении до тех пор, пока не будет подана команда на отключение от реле *KCT1*. Тогда замыкается цепь второй катушки *KQQ1* и реле возвращается в исходное положение. Таким образом, реле *KQQ1* фиксирует именно команду оператора, но не положение выключателя.

Если произошло аварийное отключение выключателя от защиты или по другим причинам,

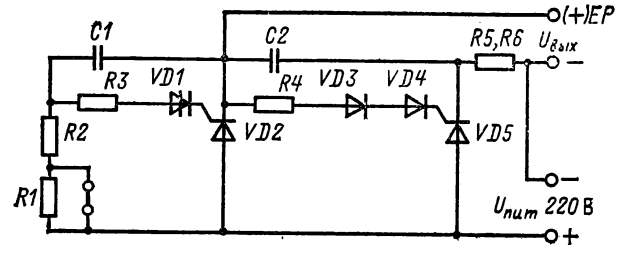


Рис. 3.4. Электрическая принципиальная схема прерывателя постоянного тока ППБ-2:
R1 — шунтируемый резистор; *VD1, VD3, VD4* — динисторы; *VD2, VD5* — управляемые тиристоры

зеленая лампа сигнализации положения выключателя мигает. Мигание происходит по цепи шинка мигания *(+)EP* — замкнутый контакт *KQQ1.3* [так как ранее была подана команда на включение (выключатель был включен)] замкнутый вспомогательный контакт выключателя, сигнализирующий отключенное состояние выключателя. При этом красная лампа погашена.

При автоматическом включении выключателя (без подачи команды оператором, например, при АВР) по аналогичной цепи несоответствия положения выключателя и последней поданной команды от шинки мигания происходит мигание красной лампы при погашенной зеленой.

В качестве устройств мигающего света рекомендуется применять бесконтактные прерыватели типа ППБ-1 для схем на оперативном переменном токе и ППБ-2 для схем на постоянном оперативном токе, освоенные ПО «Средазэлектроаппарат», г. Ташкент. Устройство ППБ-2 устанавливается на щите постоянного тока и является общим для всех ламп сигнализации положения объектов, оперативные цепи которых питаются от этого ЩПТ.

Прерыватели собраны на полупроводниковых элементах и не содержат подвижных частей. Все элементы схемы расположены на печатной плате, смонтированной на пластмассовом основании, и защищены съемным кожухом. Габариты прерывателя соответствуют реле типа РП-23. Прерыватель постоянного тока ППБ-2 работает следующим образом (рис. 3.4). При замыкании цепей несоответствия индивидуальные цепи ламп сигнализации положения подключаются к шинке мигания *(+)EP*, т. е. к выходу прерывателя $U_{вых}$. Происходит заряд конденсатора *C1* по цепи «+» — *R1, R2* — *(+)EP* — нагрузка (лампы сигнализации положения) — «—». При заряде конденсатора *C1* до напряжения, равного напряжению отпирания динистора *VД1*, последний открывается, подавая тем самым управляющий сигнал на тиристор *VД2*. Тиристор *VД2* открывается, и нагрузка включается на источник питания. Кроме того, по цепи «+» — *VД2* — *R5, R6* — «—» начинает заряжаться конденсатор *C2*. При заряде конденсатора *C2* до напряжения отпирания динистора *VД4* последний открывается и открывает тиристор *VД5*. При этом конденсатор *C2* подключается к тиристору *VД2*, подавая обратное напряжение смещения, и *VД2* запирается. Нагрузка отключается от источника питания, начинается заряд конденсатора *C1*. Цикл работы повторяется до тех пор, пока не будет произведено квитирование сигнала аварийного отключения, т. е. разомкнута цепь нагрузки между выводами + и — $U_{вых}$. Для этого оператор должен привести реле фиксации команды *KQQ1* (см. рис. 3.1, 3.2, 3.3) в соответствие с действительным положением выключателя. Например, при аварийном отключении выключателя, для того чтобы снять мигание зеленой лампы, надо вернуть реле фиксации *KQQ1* в исходное положение. Это можно сделать, подав команду «Отключить» ключом управления *SA1*. Тогда сработает реле команды *KCT1* и замкнет своим контактом цепь возвратной катушки *KQQ1*. Собирается цепь ровного свечения зеленой лампы от шинки *+EC*.

Но можно перефиксировать реле *KQQ1* и централизованно, с места оператора, что удобно и необходимо при большом количестве управляемых выключателей на щите управления. Для этого создается шинка съема мигания, питание на которую от шинки сигнализации *+EH* подается кнопкой съема мигания на пульте оператора. К этой шинке подсоединяются цепи возвратных катушек реле *KQQ1* всех выключателей, управляемых с одного щита управления.

Сигнализация аварийного отключения выключателя. Цепь несоответствия положения выключателя и последней поданной команды используется и для звукового сигнала аварийного отключения выключателя. Реле фиксации *KQQ1* не возвращается в исходное положение при аварийном отключении выключателя, поэтому через его замыкающие контакты происходит замыкание цепи звуковой аварийной сигнализации. Этот сигнал должен обеспечиваться как при аварийном отключении выключателя с трехфазным приводом (см. рис. 3.1), так и при аварийном отключении любой из фаз выключателя с пополюсными приводами (см. рис. 3.2, 3.3). Это достигается параллельным включением вспомогательных контактов трех фаз выключателя *Q1* в цепи сигнала аварийного отключения. При аварийном отключении выключателя и замыкании цепи от шинки сигнализации *+EH* до шинки звуковой аварийной сигнализации *EHA* автоматически формируется звуковой аварийный сигнал через устройство центральной сигнализации щита

управления, откуда управляется отключившийся выключатель (см. § 3.4). В сочетании с миганием зеленой лампы звуковой сигнал привлекает внимание дежурного именно к тому выключателю, который отключился аварийно. Звуковые сигналы аварийной сигнализации, так же как и предупреждающей сигнализации исправности цепей управления, снимаются вручную соответствующими кнопками на пульте оператора.

3.2. СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ, ОТДЕЛИТЕЛЕЙ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЕЙ

Разъединители до 220 кВ могут выполняться с ручным приводом. Разъединители того же напряжения, рассчитанные на большие номинальные токи, а также разъединители на более высокое напряжение (330—1150 кВ) выполняются с электродвигательными приводами. Эти разъединители достаточно тяжелые, и ручное управление ими затруднено. В последнее время для управления разъединителями получили распространение пневматические приводы в РУ с воздушными выключателями, для которых имеются компрессорные и разветвленная сеть воздухопроводов.

Разъединители, имеющие электро- или пневмопривод, могут управляться как с места их установки — из шкафа привода, так и дистанционно. Для разъединителей 330 кВ и выше не допускается управление из шкафа привода из соображений безопасности персонала. Дистанционное управление разъединителями производится из шкафов управления, устанавливаемых в РУ на безопасном расстоянии от разъединителей, или со щита управления, если есть специальные требования ускорения переключений.

Рассмотрим, какая аппаратура и какие вторичные цепи применяются в схеме дистанционного управления разъединителей с электродвигательным приводом.

В закрытых РУ 6—10 кВ кинематика приводного механизма обычно выполняется так, что при первом его повороте на 180° производится одна операция (например, разъединитель включается); при повороте на последующие 180° производится другая операция (разъединитель отключается).

У разъединителей 110 и 220 кВ направление вращения двигателя при включении и отключении противоположно. Для этого случая схема управления разъединителей показана на рис. 3.5.

Реверсирование вращения электродвигателя осуществляется применением реверсивного пускателя с независимыми обмотками *KM1* и *KM2*, силовые контакты которых меняют порядок чередования фаз на электродвигателе в зависимости от производимой операции — включения или отключения. Подача команды на включение или отключение разъединителя производится с помощью ключа управления на щите управления (или в шкафу управления в РУ). Пускатель находится в шкафу привода в РУ. Команда на включение должна быть кратковременной (используется кнопка или ключ с самовозвратом), но достаточной для срабатывания пускателя. Завершение операции обеспечивается самоудерживанием пускателя на своем замыкающем контакте. В конце операции включения или отключения происходит переключение вспомогательных контактов разъединителя *QS1*, разрывающих цепь самоудерживания соответствующего пускателя и подготавливающих цепь катушки пускателя последующей операции. Контакт *SQ1* размыкается, когда вставляется рукоятка ручного управления разъединителя, чем исключается возможность ошибочного пуска электродвигателя в это время, например дистанционно со щита управления. Для удешевления схемы отсутствует контроль исправности цепей управления, который выполнялся в схемах управления выключателей. Это допускается, так как отказ в отключении или включении разъединителей из-

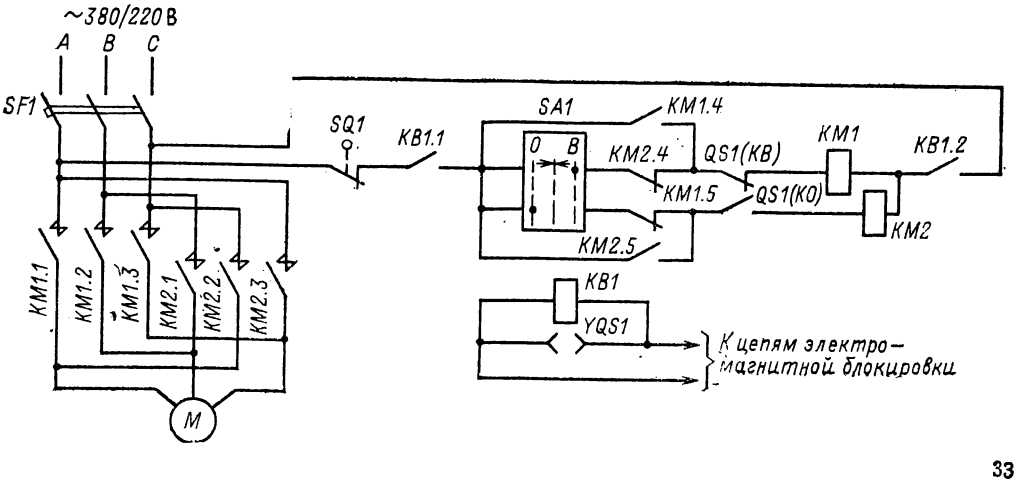


Рис. 3.5. Схема управления электродвигательным приводом разъединителя

за обрыва цепей управления приводит лишь к увеличению времени, требуемого для переключения в РУ, в связи с тем, что в этом случае разъединитель придется переключать вручную.

В месте управления выполняется сигнализация положения разъединителя красной и зеленой лампами. Мигание ламп сигнализации положения разъединителей не предусматривается. В приведенной схеме питание самого электродвигателя осуществляется от трехфазной сети переменного тока (шинки *A*, *B*, *C*). Однако питание электродвигательного привода (например, у разъединителей 6—10 кВ) может производиться и от сети постоянного тока.

Электромагнитная блокировка разъединителей. Разъединители предназначены для создания видимого разрыва между оборудованием, выведенным в ремонт, и остальной частью электроустановки, находящейся под напряжением, а также для оперативных переключений присоединений, проходящих без разрыва цепи тока (переключение присоединения с одной системы шин на другую при двойной системе шин с включенным шиносоединительным выключателем — см. рис. 1.1, *а*, *б*).

Для предотвращения неправильных действий при операциях с разъединителями создаются системы блокировок, запрещающие: 1) отключение, включение разъединителем тока нагрузки и отключение тока холостого хода трансформатора; 2) включение разъединителя (с последующим включением выключателя) на заземленный участок цепи; 3) включение заземляющего ножа разъединителя на участке цепи, не отделенном разъединителями от цепей, находящихся под напряжением.

Эти блокировки называются оперативными.

Для осуществления электромагнитной блокировки при управлении разъединителем ручным приводом на каждом приводе устанавливается замок, который запирает привод, а при управлении разъединителя электродвигательным приводом в шкафу привода устанавливается реле электромагнитной блокировки *КВ1* (см. рис. 3.5), которое своими контактами разрывает цепи управления приводом.

Напряжение оперативного тока подается на контактные гнезда замка и обмотку реле *КВ1* только при выполнении необходимых условий, которые указаны выше. После срабатывания реле *КВ1* в схеме рис. 3.5 появляется возможность оперировать электродвигательным приводом. При пользовании ручным приводом замок открывается переносным электромагнитным ключом, общим для всех разъединителей РУ одного напряжения. Электромагнитный ключ состоит из катушки с подвижным сердечником и возвратной пружиной. Выводы катушки подсоединены к двум контактным штырям, которые вставляются в контактные гнезда замка. При разрешении операций с приводом — выполнении условий блокировки — цепь катушки ключа замыкается, сердечник намагничивается и притягивает запирающий стержень замка. После этого рукояткой привода можно производить операции с разъединителем. По окончании операции ключ снимается с замка и запирающий стержень привода под действием пружины возвращается в исходное положение и запирает привод разъединителя.

Контакты *КВ1.1*, *КВ1.2* обеспечивают в схеме управления двойной разрыв в цепях пускателей управления электродвигателем для исключения возможности самопроизвольного переключения разъединителей при неисправностях в схеме (например, появление двойных замыканий на землю в этих цепях).

В связи с тем, что разъединитель не предназначен для коммутации тока, его самопроизвольное переключение приводит к аварии, так как в большинстве случаев сопровождается коротким замыканием и повреждением высоковольтного оборудования.

Питание цепей электромагнитной оперативной блокировки осуществляется выпрямленным напряжением 220 Ь от сети переменного напряжения СН. Выделение цепей блокировки на собственный источник питания, а не подключение их к аккумуляторной батарее обусловлено большой протяженностью связей по территории РУ и возможным частым повреждением их.

От панели с блоками питания, устанавливаемой в релейном щите, наиболее приближенном к РУ, прокладываются два питающих кабеля в шкафы крайних ячеек РУ. Кабельными перемычками между всеми ячейками РУ создают кольцевую схему питания. На вводе питающих кабелей устанавливаются рубильники. Кроме того, предусматриваются рубильники, секционирующие кольцо. На питающих или секционных рубильниках должно быть обеспечено разделение питающих кабелей. Цепи оперативной блокировки разъединителей каждой ячейки получают питание через индивидуальный рубильник или автоматический выключатель. К этому же источнику питания подключаются цепи дистанционного управления электродвигательным приводом разъединителя.

Рассмотрим, как обеспечиваются условия оперативной блокировки на примере электромагнитной системы блокировки разъединителей линии, присоединенной к двойной системе шин с шиносоединительным выключателем (рис. 3.6).

Схема приведена для разъединителей с ручным приводом. Если разъединитель снабжен электродвигательным приводом, параллельно контактным гнездам замка ручного привода *У* включается обмотка реле электромагнитной

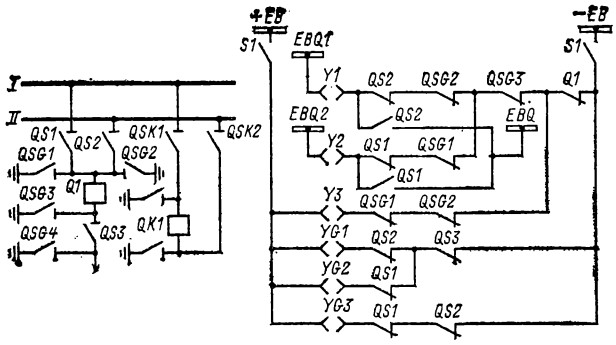


Рис. 3.6. Схема электромагнитной блокировки разъединителей линии в РУ с двумя системами шин

блокировки *KB* (см. рис. 3.5), которое своими контактами размыкает цепи управления электродвигательным приводом, если не соблюдены условия блокировки (не замкнута цепь обмотки реле *KB*).

Операции с шинными разъединителями *QS1*, *QS2* (замки *Y1*, *Y2*) разрешаются только при отключенных заземляющих ножах соответствующей системы шин. Это условие обеспечивается при помощи образования шинок *EBQ1* и *EBQ2* через размыкающие вспомогательные контакты заземлителей соответствующей системы шин. От этих шинок питаются цепи блокировки шинных разъединителей всех присоединений. Операции с шинными заземляющими ножами разрешается только при отключенном положении шинных разъединителей всех присоединений соответствующей системы шин.

Операции с разъединителями *QS1*, *QS2* разрешаются только при отключенном выключателе *Q1* (отсутствии тока в цепи), за исключением операции перевода любого присоединения (в нашем примере линии) с одной системы шин на другую при включенном шиносоединительном выключателе *QK1* и его разъединителях *QSK1* и *QSK2*. Например, линия включена разъединителем *QS1* на I систему шин. Включение разъединителя *QS2* и последующее отключение разъединителя *QS1* при переводе линии на II систему шин разрешается при включенном выключателе линии, если I и II системы шин соединены между собой замкнутой цепью I система шин — *QSK1*—*QK1*—*QSK2* — II система шин. В этом случае операции с разъединителями *QS2* и *QS1* линии лишь включают или отключают цепь I система шин — *QS1*—*QS2* — II система шин, параллельную цепи шиносоединительного выключателя, т. е. разрыва цепи уравнительного тока между системами шин не происходит.

При операции перевода линии с одной системы шин на другую питание на контактные гнезда замка *Y1* разъединителя *QS1* подается через вспомогательный замыкающий контакт разъединителя *QS2* (который замкнут при включенном разъединителе) и шинку, на которую подается «—» только при включенных разъединителях *QSK1* и *QSK2* и выключателе *QK1*, а на контактные гнезда замка *Y2* разъединителя *QS2* — через вспомогательный замыкающий контакт *QS1* и ту же шинку.

Операции с разъединителем *QS3* разрешаются только при отключенном выключателе *Q1*.

Включение или отключение любого разъединителя разрешается только при отключенных заземляющих ножах на участках цепей до соседних разъединителей. Например, разъединителем *QS3* можно оперировать при отключенных заземляющих ножах *QSG3*, *QSG1* и *QSG2*, расположенных на участке цепи до соседних разъединителей *QS1* и *QS2*, а также при отключенном заземляющем ноже *QSG4* на участке цепи с другой стороны от разъединителя.

Заземляющие ножи могут быть включены или отключены только на участке цепи, отделенном с двух сторон отключенными разъединителями от смежных участков. Например, заземляющим ножом *QSG3* можно оперировать только при отключенных разъединителях *QS1*, *QS2* и *QS3*.

Приводы заземляющих ножей *QSG3* и *QSG4* располагаются в шкафу привода разъединителя *QS3*. Между этими приводами имеется механическая блокировка непосредственного действия, т. е. заземляющие ножи *QSG3* и *QSG4* могут быть включены только при отключенном разъединителе *QS3*, и наоборот, разъединитель *QS3* может быть включен только при отключенных заземляющих ножах *QSG3* и *QSG4*. Аналогичная механическая блокировка есть между *QS1* и *QSG1*, а также между *QS2* и *QSG2*. Именно поэтому в цепи замка *Y3* разъединителя *QS3* отсутствуют контакты заземляющих ножей *QSG3* и *QSG4*, а в цепи замка *Y1* и *Y2* — соответственно контакты *QSG1* и *QSG2*.

Механическая блокировка выполняется только для разъединителей до 220 кВ. Для разъединителей 330 кВ и выше между разъединителями и их заземляющими ножами выполняется электромагнитная блокировка.

Операции с шинным разъединителем *QS1* или *QS2* могут производиться без проверки включенного состояния цепи шиносоединительного выключателя, но при этом в дополнение к изложенным выше условиям блокировки с заземляющими ножами проверяется отключенное положение соответственно разъединителя *QS2* или *QS1*, чтобы исключить разрыв уравнительного тока между системами шин оперируемым разъединителем.

Учитывая, что вспомогательные контакты заземляющего ножа и разъединителя на противоположном конце линии (аналогичные *QS3* и *QSG4* на этом конце линии) из-за дальности не могут участвовать в схеме блокировки, операции с *QS3* и *QSG4* производят только с разрешения диспетчера, удостоверившегося, что включение *QS3* не будет произведено на заземленный участок цепи, а включение *QSG4* — на участок цепи, находящийся под напряжением.

Отделители используются для отключения поврежденных трансформаторов со стороны высшего напряжения в схемах подстанций, питающихся ответвлением от линии, по которой имеется транзит мощности, или концевых подстанций. Примером такой схемы является схема мостика, приведенная на рис. 1.1, *е*.

В схемах с трансформаторами, присоединенными через отделители, трансформаторы отключаются линейными выключателями, отстоящими часто на значительном расстоянии.

Передача отключающего импульса от защиты трансформатора к соответствующему выключателю линии может быть осуществлена по специальным линиям связи или средствами телемеханики. Широко применяются также схемы с короткозамыкателями, включение которых создает искусственное однофазное КЗ у выводов трансформатора. При этом ток в линии резко увеличивается и срабатывает защита линии, отключающая линию вместе с трансформатором.

На рис. 3.7 приведена схема управления отделителем трансформатора для подстанций со схемой мостика. Отключение отделителя защитами трансформатора производится при отключенных выключателях питающего конца линии и перемычки в бестоковую паузу цикла АПВ этих выключателей и после отключения выключателей на стороне низшего напряжения трансформатора, что контролируется отсутствием тока в цепи отделителя и короткозамыкателя при помощи реле тока, а также отсутствием напряжения на трансформаторе. При трехфазном КЗ в трансформаторе, сопровождающемся большим снижением напряжения до напряжения срабатывания реле контроля отсутствия напряжения на трансформаторе, для блокировки отключения отделителя служит реле тока *KA2*, включенное в цепь трансформаторов тока, встроенных во вводы высшего напряжения трансформатора. Если повреждение в трансформаторе сопровождается небольшими токами, например, при действии газовой защиты, блокировку надежно осуществляют реле напряжения *KV1* и *KV2*, включенные на междуфазные напряжения ТН на вводе низшего напряжения трансформатора.

В цепи реле *KL1*, собирающего информацию об отсутствии тока в цепи отделителя при поступлении сигнала от защиты трансформатора на его отключение, предусматривается замыкающий контакт *SF1* автоматического выключателя вторичных цепей трансформатора напряжения 110—220 кВ. При отсутствии этого контакта в случае повреждения во вторичных цепях ТН и отключения автоматического выключателя *SF1* реле напряжения *KV1* и *KV2* дадут ложную информацию при одновременном или последующем повреждении трансформатора с малым током повреждения, меньшим тока срабатывания реле *KA2*. Контроль отсутствия тока в цепи короткозамыкателя, который производится реле тока *KA1*, включенным в цепь ТТ короткозамыкателя, предусматривается для предотвращения отключения тока КЗ отделителем в случае отказа той фазы выключателя линии, на которой установлен короткозамыкатель, или в случае КЗ на землю на той же фазе. Последнюю блокировку можно исключить при отказе от короткозамыкателей и передаче отключающего импульса на выключатель линии по каналам связи.

Сигнализация положения отделителя на щите управления производится при помощи зеленой и красной ламп. Мигание ламп не предусматривается. Предусматривается возможность телеуправления и телесигнализации положения отделителя. Контроль исправности цепей управления отделителем и короткозамыкателем осуществляется с помощью реле положения «Включено» *KQC1* отделителя и реле положения «Отключено» *KQT1* короткозамыкателя.

Возможность операции с отделителями предусматривается только на холостом ходу трансформатора при отключенном выключателе *Q2* со стороны низшего напряжения трансформатора. При этом нейтраль обмотки высшего напряжения трансформатора должна быть заземлена, что контролируется контактом *QSG1* заземляющего разъединителя в нейтрали.

Автоматическое аварийное отключение отделителей допускается при любом положении заземляющего разъединителя нейтрали обмотки 110—220 кВ.

Для исключения возможности отключения отделителя под нагрузкой при двойных замыканиях на землю в цепях оперативного тока предусматривается разрыв цепи управления отделителем со стороны плюса и минуса как контактами ключа управления *SA1*, так и защитой при аварийном отключении трансформатора.

С контролем отключенного положения отделителя размыкающим контактом реле

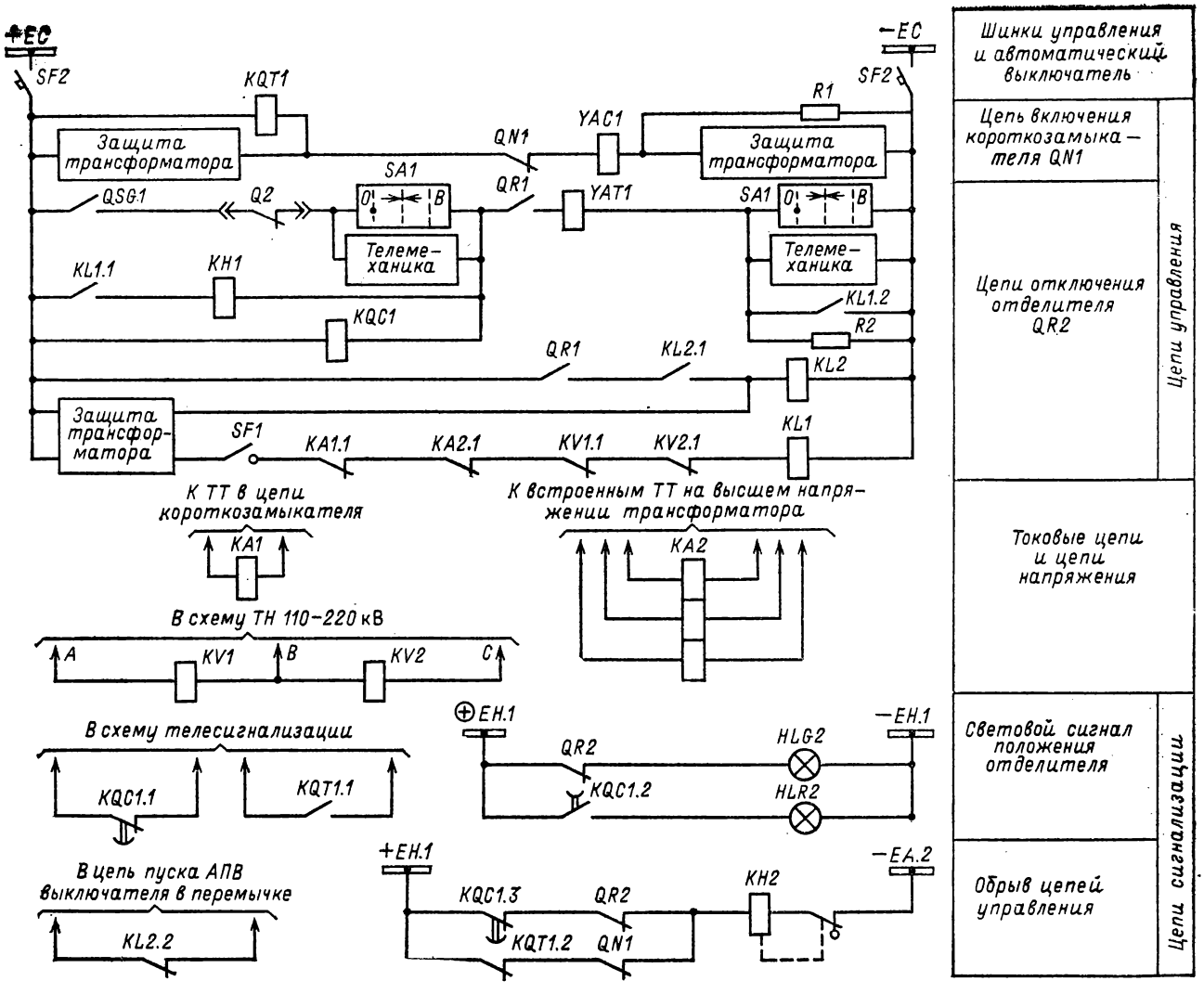


Рис. 3.7. Схема управления отделителем

KL2.2 подготавливается цепь АПВ выключателя *Q1* перемычки. Восстанавливается транзит мощности по питающей линии и питание второго трансформатора.

3.3. ИЗБИРАТЕЛЬНЫЕ СХЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

До сих пор мы рассматривали схемы управления коммутационными аппаратами, когда для каждого выключателя, разъединителя, отделителя предусматривался индивидуальный ключ управления на щите управления, с которого управлялся данный аппарат. Для сокращения количества панелей управления и уменьшения размеров щитов управления с большим количеством коммутируемых элементов применяется система избирательного управления. Такая система широко используется для управления выключателями механизмов СН электростанций на блочных щитах управления. Перспективно применение избирательной системы для управления разъединителями и заземляющими ножами со щита управления на объектах, где управление всеми коммутационными аппаратами сосредоточено на щите управления.

В избирательных системах орган подачи команды — ключ управления — выполняется общим для нескольких объектов управления, число которых определяется конкретной схемой энергообъекта или его части. Операции управления производятся двумя последовательными командами — подготовительной (выбор объекта), при которой индивидуальные цепи управляемого объекта подключаются к общему органу управления, и исполнительной, осуществляющей подачу необходимого управляющего сигнала общим органом управ-

ления. Сигнализация положения объектов управления выполняется индивидуальными красной и зеленой лампами. Кроме того, дается световой сигнал, подтверждающий правильность выбранного объекта управления.

Наиболее распространена и перспективна избирательная система с вызовом по мнемосхеме. Вызов объекта управления производится нажатием кнопки вызова, встроенной в мнемосхему. Вызов можно производить и с помощью функциональной клавиатуры. По вызывной команде общий ключ управления контактами избирательного реле, индивидуального для каждого объекта, срабатывающего при нажатии кнопки вызова объекта, подключается к схеме управления вызванного коммутационного аппарата. Схема вызова объектов выполнена так, что исключается возможность одновременной подачи управляющих команд больше чем на один объект управления.

Избирательные системы являются эффективной мерой, позволяющей повысить степень централизации управления коммутационными аппаратами энергообъекта, что особенно существенно для объектов без постоянного дежурного персонала, обслуживаемых оперативно-выездными бригадами, осуществляющими и оперативное обслуживание, а также открывают перспективы передачи оперативных функций программным автоматам.

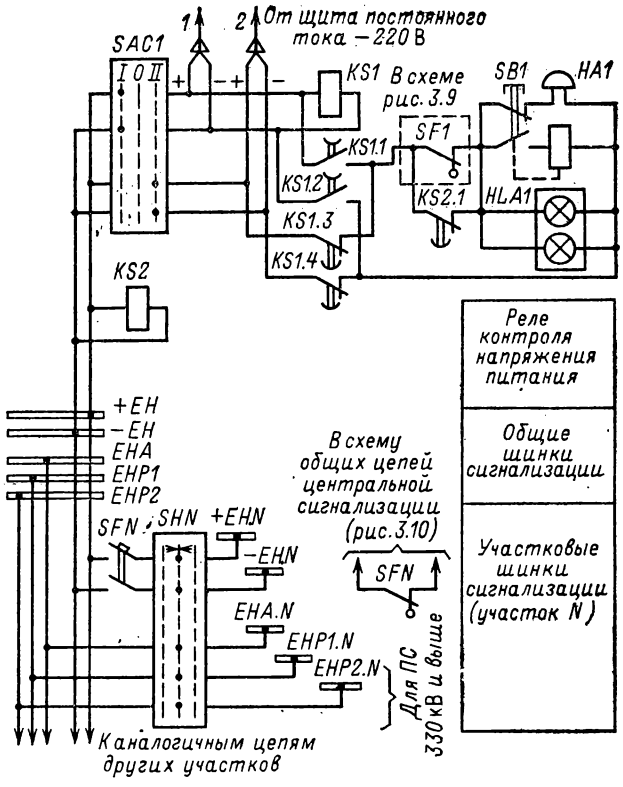


Рис. 3.8. Схема питания общих и участковых шинок сигнализации

3.4. СХЕМЫ АВАРИЙНОЙ И ПРЕДУПРЕЖДАЮЩЕЙ СИГНАЛИЗАЦИИ НА ПОСТОЯННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

Цепи индивидуальных аварийных и предупреждающих сигналов элементов электростанций и подстанций (генератора, трансформатора, выключателя) собираются в схеме сигнализации соответствующего объекта. Звуковые аварийный и предупреждающий сигналы, общие для всех объектов, управляемых с одного щита управления, образуются в схеме центральной сигнализации щита управления. Общие устройства центральной сигнализации размещаются на панели центральной сигнализации ЩУ и получают питание двумя кабелями (*1* и *2*) от разных секций оперативных шинок щита постоянного тока. Схема питания общих цепей сигнализации показана на рис. 3.8. Переключение питания с одного кабеля на другой в случае исчезновения напряжения производится вручную с помощью переключателя *SAC1*. Поскольку панель центральной сигнализации находится на щите управления, где постоянно пребывает оперативный персонал, то такое переключение может производиться достаточно быстро.

Контроль напряжения на центральных шинах сигнализации $\pm EH$ осуществляется с помощью реле *KS2*. Исчезновение напряжения сигнализируется светозвуковым сигналом (табло *HLA1* и звонок *HA1*), питание которого автоматически переключается на резервное (кабель *2*) контактами *KS1* при исчезновении напряжения на линии питания *1*. Кнопка *SB1* служит для съема звукового сигнала. Она самоудерживается при ее нажатии до исчезновения неисправности, т. е. переключения оператором *SAC1* на линию питания *2* и восстановления напряжения на шинках $\pm EH$. Тот же светозвуковой сигнал возникает при отключении автоматического выключателя *SF1* питания общих устройств сигнализации от шинок $\pm EH$ (рис. 3.9).

Питание цепей индивидуальных аварийных и предупреждающих сигналов осуществляется от шинок сигнализации, образованных в схеме центральной сигнализации. В связи с тем, что цепи индивидуальных сигналов разветвляются по территории объекта и имеют большую протяженность, возникает проблема определения места повреждения цепей сигнализации. С целью облегчения защиты цепей сигнализации и отыскания поврежденной изоляции предусматривается разделение цепей

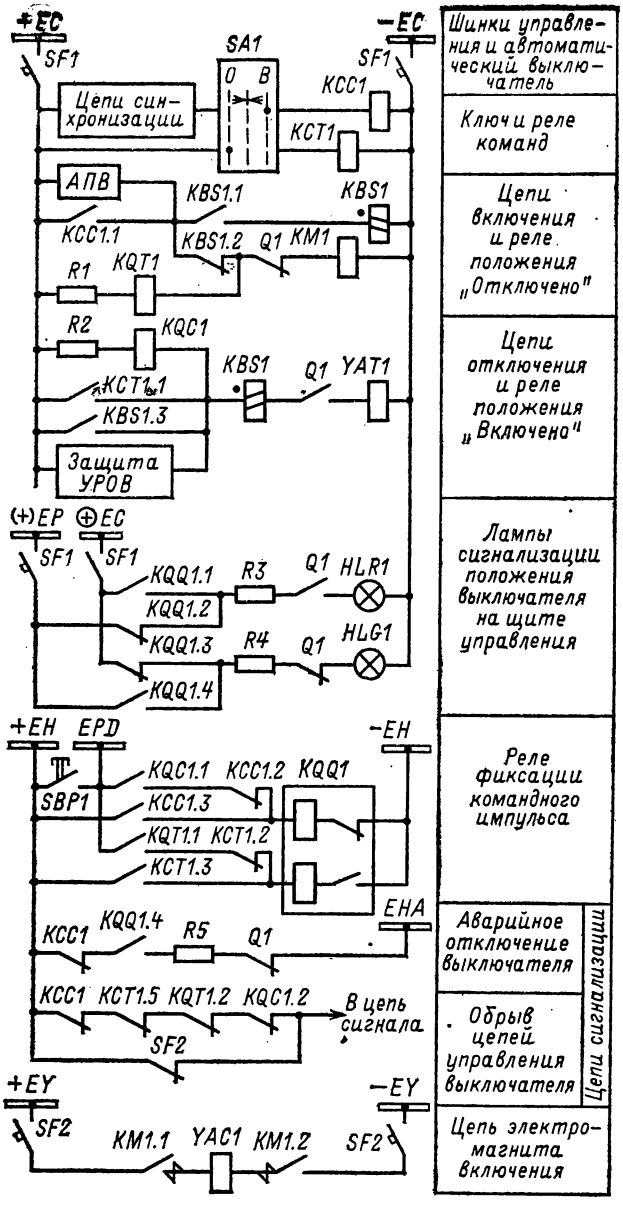


Рис. 3.9. Схема общих цепей центральной сигнализации подстанции 330 кВ и выше

сигнализации на участки. Организация участковых шинок сигнализации показана также на рис. 3.8. Питающие участковые шинки сигнализации $\pm EHN$ образуются через защитный автоматический выключатель цепей участка. Питание индивидуальных цепей сигнализации осуществляется от участковых шинок без дополнительных защитных аппаратов. Участок обычно охватывает технологически самостоятельную часть главной схемы — ОРУ, ГРУ, КРУ, общестанционные устройства и т. д.

При появлении сигнала о повреждении изоляции в цепях оперативного постоянного тока (сигнал формируется устройством контроля изоляции на щите постоянного тока) и определении поочередным отключением линий постоянного тока переключателями на щите постоянного тока, что повреждение произошло на линии питания цепей сигнализации, находят участок цепей сигнализации с поврежденной изоляцией поочередным отключением участковых переключателей *SHN*. При отключении переключателя поврежденного участка исчезает сигнал «Земля в сети оперативного тока». Дальнейший поиск места повреждения осуществляется поочередным отключением индивидуальных цепей сигнализации от участковых шинок. Для облегчения этой операции присоединение индивидуальных цепей к шинкам сигнализации производится через разъединительные зажимы (см. гл. 6).

В цепях аварийной и предупреждающей сигнализации с центральным звуковым сигналом должна обеспечиваться *повторность действия* звукового сигнала, т. е. возможность принятия нового сигнала после ручного или автоматического съема звукового сигнала, независимо от наличия действующих предыдущих аварийных или предупреждающих сигналов. Достигается это благодаря применению в схеме центральной сигнализации двустабильного реле тока серии РТД.

Рассмотрим работу реле *KHA1* типа РТД11 на примере схемы аварийной сигнализации (см. рис. 3.9). При аварийном отключении выключателя через индивидуальные цепи несоответствия (см. рис. 3.10), участковую шинку *EHA.N* и центральную шинку *EHA* замыкается цепь постоянного тока первичной обмотки трансформатора тока реле (контакты *21—19* реле *KHA1*). В обмотке возникает переходный ток положительного направления, наводящий во вторичной обмотке импульс отрицательной полярности, который после преобразования поступает на вход реагирующего органа и приводит его к срабатыванию.

Своим контактом *KHA1.1* реле запускает промежуточное реле *KL1*. При срабатывании реле *KL1* самоудерживается через кнопку съема звука *SB4*, контактом *KL1.4* замыкает цепь обмотки гудка *HA1* аварийной сигнализации, контактом *KL1.3* — реле времени *KT2*, а контактом *KL1.1* закорачивает цепь *15—17* реле *KHA1*, которое возвращается в исходное положение. Повторного срабатывания реле *KHA1* при оставшейся замкнутой цепи аварийного сигнала не происходит, так как уже нет переходного процесса, и ток во вторичной обмотке трансформатора тока не наводится. Таким образом, длительный сигнал аварийного отключения при помощи реле РТД11 преобразован в кратковременный импульс, который в свою очередь закреплен в цепи звукового сигнала самоудерживанием реле *KL1* до его

снятия вручную кнопкой *SB4* или автоматически после срабатывания реле времени *KT2*, которое своим контактом закорачивает обмотку *KL1*, обеспечивая его обесточивание, а следовательно, снятие звукового сигнала, возврат схемы в исходное состояние и готовность к приему следующего сигнала.

Реле *KHA2* и *KHA3* типа РТД11 в схеме рис. 3.9, установленные для обеспечения повторности действия звукового сигнала в цепях предупреждающей сигнализации, работают по такому же принципу, как и реле *KHA1*, но с выходом на звонок предупреждающей сигнализации. Реле *KHA2* используется для предупреждающих сигналов без выдержки времени, а реле *KHA3* — для предупреждающих сигналов с выдержкой времени — с общим реле времени *KT1*.

Для подсоединения многочисленных индивидуальных аварийных и предупреждающих сигналов различных объектов к общим устройствам центральной сигнализации предусматриваются шинки центральной сигнализации, которые прокладываются над панелями управления, автоматики и защиты либо жесткими латунными прутками, либо гибкими связями между общепанельными рядами зажимов, специально выделенными для присоединения общих шинок. Это — участковые шинки питания цепей сигнализации $\pm EH$ (см. рис. 3.8), участковые шинки звуковой аварийной и предупреждающей сигнализации *EHA.N*, *EHP1.N*, *EHP2.N*, через которые цепи индивидуальных сигналов подключаются к реле РТД11 аварийной и предупреждающей сигнализации. Центральные шинки $\pm EH$, *EHA*, *EHP1*, *EHP2* не прокладываются над панелями объектов, а только на панели центральной сигнализации.

На шинку *EHP2* сигналов с выдержкой времени выводятся цепи тех предупреждающих сигналов, которые могут кратковременно «ложно» сработать. Например, сигналы контроля напряжения не должны привлекать внимание оператора при кратковременных посадках напряжения. Цепь сигнала «Обрыв цепей управления», который мы подробно рассматривали в схемах управления выключателями, также присоединяется к шинке *EHP2* сигналов с выдержкой времени, так как эта цепь может замкнуться при кратковременных снижениях напряжения на шинках.

Съем звука предупреждающей сигнализации осуществляется той же кнопкой съема звука *SB4* вручную или автоматически при помощи реле времени *KT2*. Кнопки *SB1—SB3* с резисторами *R1—R3* служат для опробования реле *KHA1—KHA3*.

Реле РТД11-01 срабатывает при импульсе тока 0,05 А. В цепи каждого индивидуального сигнала устанавливается резистор, выбранный из условия обеспечения тока 0,05 А при замыкании цепи. Учитывая, что сопротивление первичной обмотки трансформатора тока реле РТД11 мало по сравнению с резистором, можно считать, что все напряжение питания — 220 В падает на добавочном резисторе, т. е. подключение каждого нового сигнала дает новый импульс тока той же величины — 0,05 А.

Первичная обмотка трансформатора тока реле типа РТД11-01 рассчитана на ток 1,5 А. Неисправность, в связи с которой появляется предупреждающий сигнал, не может быть сразу ликвидирована персоналом, на это требуется время. Пока не устранена неисправность, цепь сигнала остается замкнутой. При этом оператор имеет постоянный световой сигнал о наличии неисправности, а через первичную обмотку трансформатора тока реле РТД11-01 протекает установившийся ток одного сигнала — 0,05 А. Этот ток не вызывает повторного срабатывания реле РТД11-01. Реле может принять до 30 одновременно присутствующих неустраненных сигналов. Этого достаточно для щита управления крупными электроустановками с общим количеством сигналов неисправности до 200—300 шт.

Расшифровка причины предупреждающего сигнала на подстанциях 110—220 кВ выполняется с помощью индивидуальных указательных реле.

На центральном щите управления электростанции и щите управления подстанции 330 кВ и выше неисправность, вызвавшая появление предупреждающего сигнала, высвечивается на табло. Для сокращения количества индивидуальных табло на панелях оперативного контура (панелях управления, обозреваемых дежурным оператором), а также для обеспечения более четкой и быстрой расшифровки персоналом поступающей информации о состоянии электрооборудования, сигнализация выполняется с использованием *групповых табло вида неисправности* или повреждения и *индивидуальных табло, указывающих объект*, на котором возникла неисправность или повреждение. Применение такой системы резко сокращает количество табло по сравнению со схемами с индивидуальными световыми табло для каждого сигнала неисправности или повреждения электрооборудования.

На рис. 3.10 приведены участковые цепи схемы центральной сигнализации с групповыми табло неисправности и индивидуальными табло, указывающими объект, на котором произошла эта неисправность. Индивидуальные табло объектов размещаются на панелях управления рядом с мнемоническим изображением объекта, а групповые табло вида неисправности располагаются либо на панели

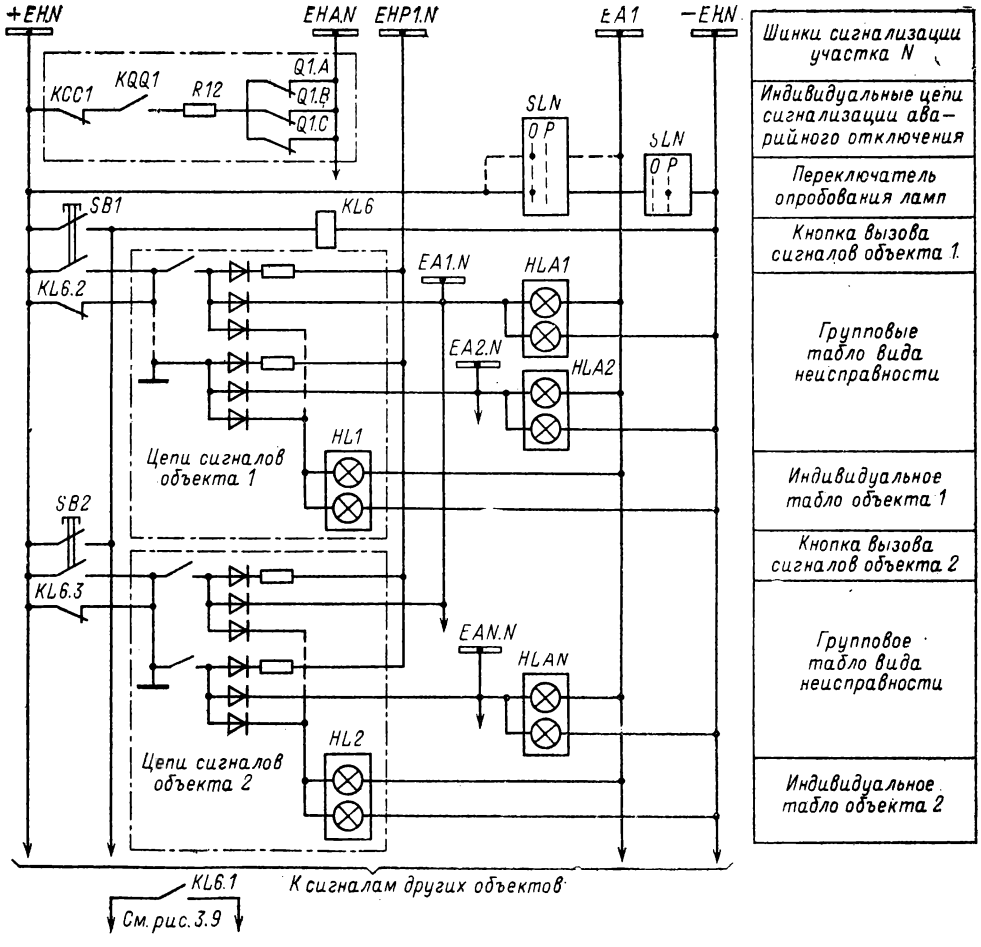


Рис. 3.10. Схема участковых цепей центральной сигнализации подстанции 330 кВ и выше

центральной сигнализации, либо на пультах рабочего места дежурного.

При появлении неисправности, например, на объекте 1, срабатывает датчик неисправности (реле защиты, электроконтактный манометр, реле контроля и т. д.) и через диодную развязку из трех диодов замыкает цепи:

1) обмотки реле *KHA2* или *KHA3* (в зависимости от характера сигнала) предупреждающей сигнализации через резистор, участковую шинку *EHP1.N* (*EHP2.N*) и общую шинку *EHP1* (*EHP2*);

2) группового табло вида неисправности *HLA1* (например, «Обрыв цепей управления», или «Давление упало», или «Неисправность АПВ» и т. д.) через вспомогательные участковые шинки *EA1.N—EAN.N* — по одной шинке для каждого вида неисправности (разделительные диоды каждого индивидуального сигнала располагаются на панели, где этот сигнал образуется, т. е. на панели объекта, где произошла неисправность). Групповое табло вида неисправности располагается на общей для всех объектов панели сигнализации. Поэтому для облегчения присоединения к общему групповому табло сигналов разных объектов могут прокладываться над панелями объектов вспомогательные шинки *EA1.N — EAN.N*. Это позволяет уменьшить количество кабельных связей между панелями;

3) индивидуального табло объекта 1 *HL1*.

Количество групповых табло на участке различно (от 10—15 до 40) в зависимости от количества объектов, сигнализация которых выведена на данный участок.

Возможно одновременное появление разных неисправностей на двух объектах одного и того же участка. При этом загораются одновременно два групповых табло вида неисправности и два индивидуальных табло объектов. Расшифровка сигналов осуществляется поочередным нажатием индивидуальных кнопок вызова объекта *SB1*, *SB2* и т. д. При нажатии кнопки *SB1* срабатывает реле *KL6* и своими размыкающими контактами *KL6.2*, *KL6.3* снимает питание со всех цепей сигнализации, воздействующих на групповые табло данного участка. Другой контакт кнопки *SB1* шунтирует контакт *KL6* в цепях сигнализации данного объекта. При этом высвечиваются

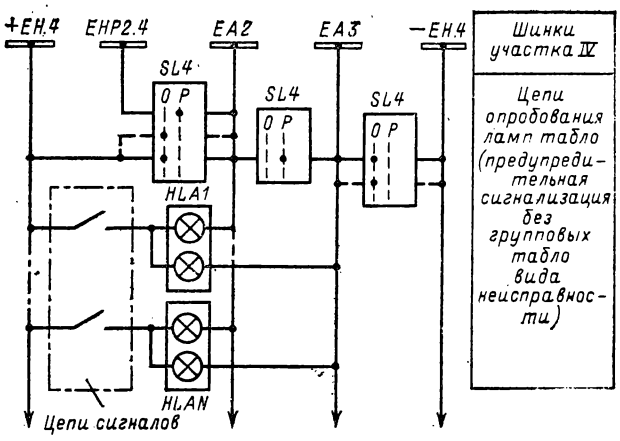


Рис. 3.11. Схема общеподстанционных сигналов

табло вида неисправности только одного выбранного объекта.

Для общестанционных или общеподстанционных сигналов обычно выделяется отдельный участок сигнализации, на который выносятся сигналы вызова в РУ 6; 10; 0,4 кВ; на щит постоянного тока, во вспомогательные сооружения, а также сигналы от общих устройств защиты и автоматики — защиты шин, УРОВ и др. Этот участок выполняется с индивидуальными световыми табло, количество которых около 40—50. Схема включения этих табло показана на рис. 3.11. В этом случае цепь сигнала через индивидуальное табло подключается к реле *КНА3* (см. рис. 3.9). Резистор в цепи сигнала не устанавливается, его роль выполняет табло, сопротивление которого также ограничивает ток до 0,05 А при питании от источника оперативного постоянного тока 220 В.

Для повышения надежности действия световой сигнализации табло сигнализации выполняются двухламповыми с параллельным включением ламп, что обеспечивает действие сигнала при перегорании одной из них. Предусматривается возможность периодического контроля исправности ламп табло с помощью участковых переключателей опробования ламп *SLN* (см. рис. 3.10), которые нормально находятся в положении *Р* — рабочее. При опробовании ламп переключатель ставится в положение *О* — опробование. При этом лампы в каждом световом табло оказываются включенными последовательно на напряжение источника питания и загораются в неполный накал. В случае перегорания одной из ламп данное световое табло при опробовании не загорается.

На блочных щитах электростанций с большим количеством технологических сигналов неисправностей возможно значительное коли-

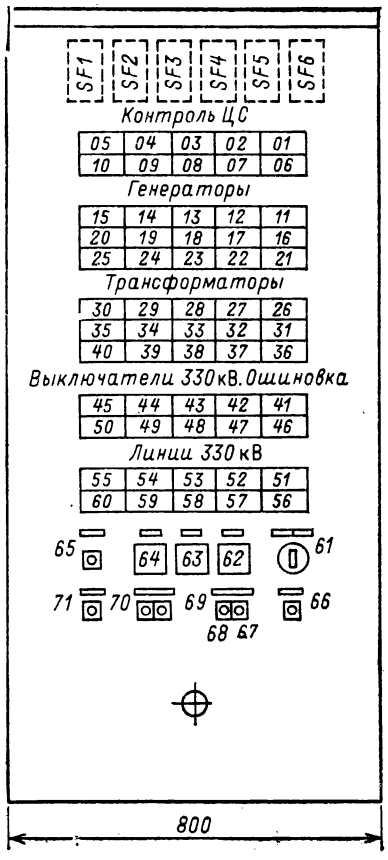


Рис. 3.12. Панель центральной сигнализации ГЭС

чество постоянно горящих световых сигналов неликвидированных неисправностей. При этом дежурному трудно выделить вновь появившийся сигнал. В связи с этим на БЩУ схема предупреждающей сигнализации выполняется с миганием (прерывистым свечением) каждого вновь появившегося сигнала, для чего используется то же устройство мигания на щите постоянного тока, что и для мигания ламп сигнализации положения выключателей. Перевод сигнала на ровное свечение производится дежурным оператором с помощью общей для всех сигналов кнопки.

В заключение приведем рис. 3.12 с изображением панели центральной сигнализации, на которую выдаются сигналы о неисправностях и повреждении основных элементов (сооружений) одной ГЭС. Здесь схема организации сигналов несколько проще. Вверху панели размещаются автоматические выключатели *SF1 — SF6* (типа АП), ниже располагаются пять рядов световых табло. В первом ряду расположены табло контроля состояния схемы центральной сигнализации — ЦС (например: *01* — исчезло питание схемы ЦС, *02* — неисправность на щите постоянного тока, *03* — не-

исправность цепей контроля *ЦС*, *04* — отключение участкового автоматического выключателя сигнализации на агрегатном щите, т. е. в машинном зале, и т. п.), в последующих рядах расположены световые табло общих сигналов всех генераторов, трансформаторов, выключателей и ошиновки 330 кВ, линий 330 кВ, например:

по генераторам: *11* — перегрузка, *12* — неисправность системы возбуждения, *13* — замыкание на землю в цепи ротора генератора, *14* — действие основной защиты, *15* — действие резервной защиты и т. д.;

по трансформаторам: *26* — действие дифференциальной защиты, *27* — защиты от однофазных КЗ, *28* — газовой защиты, *29* — защиты трансформатора СН, *30* — потеря охлаждения, *31* — повышение температуры масла и т. д.;

по выключателям 330 кВ и ошиновке: *41* — действие АПВ выключателей, *42* — защиты ошиновки 330 кВ трансформаторов, *43* — принудительное отключение при неполнофазном включении выключателя и т. д.;

по линиям 330 кВ: *51* — действие дистанционной защиты, *52* — действие токовой отсечки, *53* — действие дифференциальной защиты, *54* — неисправность устройств телеотключения, *55* — неисправность осциллографа и т. д.

Внизу — под световыми табло — кнопки, переключатели (*61* — питание ЦС от I или II системы шинок щита постоянного тока, *62* — опробование ламп табло присоединений 330 кВ, *63* — опробование ламп табло генераторов и трансформаторов, *64* — опробование ламп табло цепей сигнализации, *65* — опробование звуковой аварийной сигнализации, *66* — опробование звуковой предупреждающей сигнализации, *67*, *68* и *71* — кнопки съема сигналов, *69*, *70* — включение и отключение световых сигналов на ГЩУ при опробовании), над ними — рамки для надписей.

На задней стороне панели размещаются реле типа РТД11, вспомогательные реле, звонки и гудки, а на ее правой и левой боковине — ряды зажимов, через которые подключены к упомянутой аппаратуре цепи сигнализации.

ГЛАВА 4

ОБОЗНАЧЕНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМАХ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В схемах электрических соединений электрооборудования первичных и вторичных цепей принята система буквенных и цифровых условных обозначений.

Условные обозначения присваиваются:

1) проектным функциональным группам электростанций и подстанций в соответствии с ГОСТ 2.710—81. В такие функциональные группы входят части энергетического объекта, технологические системы, локальные системы управления и другие системы, имеющие самостоятельное функциональное значение.

Функциональными группами могут быть элементы главной электрической схемы и схем электрических соединений СН вместе с относящимися к ним системами управления и кабельными связями (генератор, трансформатор, блок генератор — трансформатор, электроприводы механизмов СН и т. п.), а также системы управления, автоматики, защиты, регулирования, сигнализации, являющиеся общими для нескольких выделенных групп или всего объекта в целом (защита шин, противоаварийная автоматика электропередачи, автоматика пожаротушения трансформаторов, измерительные приборы шин, центральная сигнализация и т. п.). Разделение элементов энергообъектов на функциональные группы является условным;

2) каждому элементу или устройству, изображенному на принципиальной (полной) схеме вторичных цепей. Условное позиционное обозначение элемента или устройства в виде буквенно-цифрового кода образуется с применением букв латинского алфавита и арабских цифр, определяющих порядковый номер элемента или устройства с принятым буквенным кодом. Позиционные обозначения элементов или устройств в пределах проектной функциональной группы не должны повторяться;

3) вторичным цепям в соответствии с ГОСТ 2.709—72*, ГОСТ 2.702—75*, ГОСТ 2.710—81;

4) кабельным линиям, прокладываемым в пределах проектной функциональной группы.

Обозначение функциональных групп и их элементов производится на стадии составления принципиальных (полных) схем энергообъекта (см. § 2.1). Затем эти обозначения наносятся на монтажные схемы. Выполнение условных обозначений на монтажных схемах рассматривается в § 6.4.

Условные обозначения первичных и вторичных цепей и их элементов дают возможность:

установить принадлежность территориально рассредоточенного оборудования, аппаратуры, приборов, кабелей и цепей к той или иной проектной группе;

правильно ориентироваться во взаимосвязанных чертежах и схемах (принципиальная — полная и монтажная схемы, установочные и другие чертежи, относящиеся к той или иной проектной группе);

определить характер аппарата и его функциональное назначение в схеме (например, реле защиты или сигнализации, кнопка пуска или опробования и т. п.);

определить принадлежность элемента схемы (обмотки, контакта и т. п.) к тому или иному аппарату и связи между графическими изображениями элементов и устройств на схемах с перечнем этих элементов;

проверить цепи без прозвонки жилы провода или кабеля и обнаружения обоих ее концов, определить места их подключения к соответствующим зажимам в случае, если они по какой-либо причине были отсоединены.

4.2. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ГРУПП И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Логическая структура обозначения проектной функциональной группы определяется тремя частями.

Первая часть состоит из букв латинского алфавита (до трех), характеризующих проектную группу.

Вторая часть состоит из однозначного или двузначного числа, характеризующего порядковый номер группы среди аналогичных по позиционному обозначению (первой части) проектных групп. Число проставляется арабскими цифрами.

Третья часть состоит из буквенного кода, определяющего уровень напряжения или функциональный признак проектной группы.

Для присвоения кода уровня напряжения принимаются буквенные обозначения:

Напряжение, кВ	1150	750	500	330	220		154
Код	*A*	*B*	*C*	*D*	*E*		*F*
Напряжение, кВ	110	35	10; 6	0,4	1500 постоянный ток		800 постоянный ток
Код	*G*	*H*	*K*	*P*	*N*	*L*	*V*

Вторую и третью части обозначения допускается опускать, если в них нет необходимости.

Условные обозначения проектных функциональных групп рекомендуется определять по материалам, разработанным на основании ГОСТ ведущими проектными институтами: для тепловых и атомных электростанций — это «Методические указания по маркировке монтажных единиц ТЭС и АЭС» РТМ34-9ТЭП03-77, разработанные институтом «Атомтеплоэлектропроект»; для гидроэлектростанций и подстанций — это «Руководство по выполнению обозначений проектных функциональных групп гидроэлектростанций и подстанций» 10259тм-Т1, 01.04.81, разработанное институтом «Энергосетьпроект».

Приведем примеры маркировки функциональных групп: генератор № 1, 2 — *G1*, *G2*; трансформатор (автотрансформатор) № 1, 2 — *T1*, *T2*; блок генератор — трансформатор (автотрансформатор) № 1, 2 — *GT1*, *GT2*; аккумуляторная батарея № 1, 2 — *GB1*, *GB2*; подзарядное устройство для аккумуляторной батареи № 1, 2 — *AS1*, *AS2*; центральная сигнализация — НН; линия № 1, 2 500 кВ — *W1C*, *W2C*; реактор линии № 1, 2 500 кВ — *LW1C*; *LW2C*; секционный выключатель № 1, 2 — *QC1*, *QC2*; система (секция) шин I, II 220 кВ — *K1E*, *K2E*; секция шин СН I, II 6 кВ — *BB1P*, *BB2P*; защита секции шин I, II 35 кВ — *AK1H*, *AK2H*.

Всем кабелям, прокладываемым в пределах электростанции, подстанции, присваиваются разные обозначения, которые заносятся в кабельный журнал и наносятся на бирки, прикрепляемые к кабелю в установленных правилами местах, и к концевым заделкам. Бирки

Таблица 4.1. **Распределение чисел для обозначения групп контрольных кабелей по направлениям их прокладки**

Основные номера кабелей	Направление кабелей
100—139	Кабели, идущие на отдельно стоящий релейный щит от аппаратов РУ и выводов генератора
140—169	Кабели, идущие на центральный или главный щит управления из РУ всех напряжений, от выводов генераторов, релейных щитов и т. п.
170—189	Кабельные перемычки в пределах отдельно стоящего релейного щита
190—269	Кабельные перемычки в пределах РУ
270—299	Кабельные перемычки в пределах главного или центрального щита управления
300—329	Кабели управления, сигнализации и технологической защиты, идущие на блочный или групповой технологический щит из всех РУ, выводов генераторов, местных щитов и шкафов и т. п.
330—349	Кабели управления и сигнализации, идущие к местным щитам управления от РУ и шкафов и от сборок к электродвигателям запорных и регулирующих органов и механизмов
1000 и далее	Кабельные перемычки в пределах блочного или группового щита управления

имеют следующие формы: круглая — для кабеля выше 1 кВ, прямоугольная — до 1 кВ, овальная — для контрольного кабеля. Обозначение кабельной линии составляется из обозначения функциональной группы, к которой относится данная кабельная линия, и порядкового номера (числа): для силовых кабелей — 01—99; для контрольных — 100 и более (например, *G1-01, G1-101* и т. д.).

При наличии нескольких параллельных силовых кабелей в одной цепи они обозначаются с дополнением букв *A*, *B*, *C*, *D* и т. д. (например, *G1-01A*, *G1-01B* и т. д.).

Распределение чисел для обозначения групп контрольных кабелей управления, сигнализации и автоматики соответственно направлениям их прокладки приведено в табл. 4.1.

4.3. УСЛОВНЫЕ ПОЗИЦИОННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

Буквенные позиционные обозначения элементов и устройств выполняются латинскими буквами и определяются нормативными материалами проектных институтов. Например, реле тока обозначается *KA*; реле промежуточное — *KL*, трансформатор тока — *TA*, переключатель цепей управления — *SA* и т. д.

Буквенные позиционные обозначения видов элементов, наиболее употребляемых в схемах управления, автоматики, защиты, измерения и сигнализации, приведены в табл. П9.

Порядковые номера элементам следует присваивать, начиная с единицы, в пределах вида элементов, которым на схеме присвоено одинаковое буквенное позиционное обозначение. Например, сигнальные табло на схеме в количестве 5 шт. будут обозначены от *HLA1* до *HLA5*.

Цифры и буквы в позиционном обозначении выполняются одним размером шрифта и проставляются над графическим изображением элементов. При разнесенном способе изображения элемента присвоенное позиционное обозначение проставляется около каждой его составной части.

В случае необходимости составным частям элемента могут присваиваться порядковые номера, добавляемые к порядковому номеру позиционного обозначения через точку. Например: *KL3.2*—вторая пара контактов третьего промежуточного реле; *VD3.2* — второй диод третьей диодной сборки.

Для обозначения принадлежности элемента к электрической фазе тока допускается добавлять индекс фазы (*A*, *B*, *C*), проставляемый через точку. Например: *TA1.C* — первый трансформатор тока фазы *C*.

Сигнальные контакты положения силовых коммутационных аппаратов обозначаются тем же кодом, что и сам аппарат.

Шинкам управления, сигнализации, синхронизации, напряжения как элементам принципиальных схем также присваиваются позиционные обозначения. Первая буква *E* обозначает общий код шинки. Вторая буква обозначает код функционального назначения шинки (сигнализация, синхронизация и т. п.). Третья буква дает дополнительные сведения о шинке, если это требуется (аварийная — *A*, предупредительная — *P* и т. п.). Далее следует порядковый номер шинки, который может быть опущен, если в нем нет необходимости. При необходимости обозначение шинки может быть дополнено цифрой, обозначающей номер участка центральной сигнализации, либо буквой, обозначающей фазу (для шинок напряжения и синхронизации).

Позиционные обозначения шинок управления и сигнализации приведены в табл. 4.2, 4.3, шинок напряжения — в табл. П5.

Таблица 4.2. **Шинки управления и ламп сигнализации положения в цепях постоянного тока**

Позиционное обозначение шинки	Марка цепи шинки	Назначение шинки	
$+EY$	—	Шинки питания электромагнитов включения масляных выключателей	
$-EY$	—		
$+EC$	—	«+» управления	При одной системе шинок управления
$+EC1$	—		I системы шинок
$+EC2$	—		II системы шинок
$-EC$	—	«—» управления	При одной системе шинок управления
$-EC1$	—		I системы шинок
$-EC2$	—		II системы шинок
$(+)EP$	100	Шинка «мигания» ламп сигнализации положения выключателей	При одной системе шинок управления
$(+)EP1$	—		I системы шинок
$(+)EP2$	—		II системы шинок
$\oplus EC$	200	«Темный» плюс сигнализации (при питании ламп сигнализации от цепей управления)	При одной системе шинок управления
$\oplus EC1$	—		I системы шинок
$\oplus EC2$	—		II системы шинок

4.4. ОБОЗНАЧЕНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

Обозначение цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты выполняется в соответствии с приведенными ниже положениями.

Таблица 4.3. Шинки сигнализации в цепях постоянного тока

Позиционное обозначение шинки	Марка цепи шинки	Назначение шинки	
+ЕН	701	«+» сигнализации	
—ЕН	702	«—» сигнализации	
⊕ЕН	703	«Темный» плюс сигнализации (при питании ламп от цепей сигнализации)	
ЕНL	704	Шинка проверки исправности ламп сигнальных табло	
ЕНА	707 (705)	Шинка звуковой сигнализации аварийного отключения	
ЕНР1	709	Шинки звуковой предупреждающей сигнализации	мгновенного действия
ЕНР2	711		с выдержкой времени
ЕНР3	713		общих или других сигналов
ЕАN		Шинка вызова на секцию КРУ СН 6 кВ при неисправностях на секции (*N* — номер секции)	
ЕА1 *ЕА2*		Вспомогательные шинки сигнализации для подстанций	
ЕРД1 *ЕРД2* *ЕРД3*	801 803 805	Шинка съема «мигания» ламп сигнализации положения выключателей	При раздельном съеме «мигания» ламп отдельных групп механизмов (котла, турбины) и питания СН
ЕРД *ЕРД.1* *ЕРД.2* *ЕРД.3*	805 1805 2805 3805		При съеме «мигания» по участкам сигнализации ГЩУ, ЦЩУ

Для обозначения цепей управления, автоматики, сигнализации, защиты и измерения принята цифровая система, предусматривающая использование ряда арабских чисел. В необходимых случаях марка может содержать буквенную приставку заглавными буквами латинского алфавита.

Участки цепей обозначаются независимо от нумерации или условных обозначений зажимов аппарата или прибора, к которым подключаются проводники цепей. В случае необходимости согласования применяемых обозначений цепей с обозначениями, принятыми при заводском изготовлении стандартных электротехнических устройств, около основного обозначения цепи в скобках может указываться заводское обозначение.

Участки цепей, разделенные контактами аппаратов, катушками реле, обмотками машин, резисторами, конденсаторами, считаются разными участками и должны иметь разные обозначения. Участки цепей, сходящиеся в одном узле схемы, должны иметь одинаковое обозначение. Обозначение цепи при переходе через зажим ряда зажимов панели не изменяется.

Обозначение участков цепи выполняется последовательно, начиная от условного графического изображения источника питания (автоматического выключателя, предохранителя, шинки питания).

При горизонтальном расположении цепей в схеме обозначения цепей проставляются над участками проводников. Номера зажимов аппаратов или зажимов панели проставляются под участком проводника, около изображения контакта или зажима.

Все вторичные цепи одной проектной функциональной группы должны иметь различные обозначения. Обозначение цепей аналогичных проектных групп должно, как правило, выполняться одинаково.

Если в одной полной схеме в общем ряду зажимов или в одном контрольном кабеле встречаются цепи разных проектных функциональных групп, имеющие одинаковые обозначения, то последние для их отличия должны быть дополнены индексом, характеризующим принадлежность той или иной цепи к определенной проектной функциональной группе. Отличительный индекс проставляется перед обозначением цепи и отделяется от нее дефисом. В качестве отличительного индекса используется обозначение проектной функциональной группы.

Обозначение цепей постоянного тока производится, как правило, числами с учетом их полярности. Участки цепей положительной полярности обозначаются нечетными числами, а участки отрицательной полярности — четными. Участки цепей, изменяющие свою полярность в процессе работы схемы, а также не имеющие явно выраженной полярности (цепи, соединяющие последовательно включенные обмотки реле, резисторы, конденсаторы и т. д.), могут обозначаться любыми числами — четными или нечетными.

Для обозначения цепей, питающихся через отдельные защитные аппараты (автоматические выключатели, предохранители), рекомендуется использовать различные группы чисел.

Группа чисел, применяемых для обозначения цепей управления коммутационного аппарата, выбирается в соответствии с цифровым индексом в позиционном обозначении

этого аппарата (например, для выключателя *Q1* — 101—199; для *Q2* — 201—299 и т. д.).

Обозначение цепей релейной защиты, питающихся от отдельных автоматических выключателей оперативного тока, выполняется, как правило, группами чисел 01—099 или *F1—F99*. Эти же обозначения используются для цепей защиты, питающихся от общих автоматических выключателей с цепями управления.

Для выключателей с пофазными приводами цепи управления обозначаются с добавлением после цифровой части обозначения буквы, характеризующей фазу аппарата *A*, *B* или *C*

Таблица 4.4. **Распределение групп чисел для обозначения цепей управления постоянного тока**

Наименование цепи	Группы чисел для обозначения цепей управления коммутационных аппаратов в пределах одной проектной функциональной группы					
Основная группа чисел	1—99	101—199	201—299	301—399	401—499	501—599
Дополнительная группа чисел (в случаях, когда чисел одной группы недостаточно)	—	1101—1199 2101—2199 и т. д.	1201—1299 2201—2299 и т. д.	1301—1399 2301—2399 и т. д.	1401—1499 2401—2499 и т. д.	1501—1599 2501—2599 и т. д.
«+» цепи питания	1	101	201	301	401	501
«—» цепи питания	2	102	202	302	402	502
Цепь включения	3	103	203	303	403	503
Цепь зеленой лампы (при световом контроле) или цепь катушки промежуточного реле *KQT* (при звуковом контроле цепи включения)	5	105	205	305	405	505
Цепь отключения	33	133	233	333	433	533
Цепь красной лампы (при световом контроле) или цепь катушки промежуточного реле *KQC* (при звуковом контроле цепи отключения)	35	135	235	335	435	535
Цепи включения	3—19	103—119	203—219	303—319	403—419	503—519
Цепи катушек реле-повторителей шинных разъединителей	20—29	120—129	220—229	320—329	420—429	520—529
Цепи отключения	30—49	130—149	230—249	330—349	430—449	530—549
Цепи АВР, АПВ и другой автоматики	50—69	150—169	250—269	350—369	450—469	550—569
Цепи ламп сигнализации положения (при звуковом контроле цепей управления)	70—79	170—179	270—279	370—379	470—479	570—579
Цепи катушек реле фиксации команд дистанционного управления	80—89	180—189	280—289	380—389	480—489	580—589
Цепи звуковой сигнализации аварийного отключения	90—99	190—199	290—299	390—399	490—499	590—599
Цепи электромагнитов включения выключателя	871—874					
Резервные группы чисел	875—899 (1875—1899, 2875—2899 и т. д.)					
Цепи индивидуальных сигналов	901—999 (1901—1999, 2901—2999 и т. д.)					

Таблица 4.5. **Распределение групп чисел для обозначения цепей управления переменного тока**

Назначение цепей	Группа чисел для маркировки цепей (выключателя, и др.) в пределах одной проектной функциональной группы			
Основная группа чисел	*A*(*B*,*C*) 1—99	*A*(*B*,*C*) 101—199	*A*(*B*,*C*) 201—299	*A*(*B*,*C*) 301—399
Цепи управления	*A*(*B*,*C*) 3—49	*A*(*B*,*C*) 103—149	*A*(*B*,*C*) 203—249	*A*(*B*,*C*) 303—349
Цепь включения	*A*(*B*,*C*) 3	*A*(*B*,*C*) 103	*A*(*B*,*C*) 203	*A*(*B*,*C*) 303
Цепь отключения	*A*(*B*,*C*) 33	*A*(*B*,*C*) 133	*A*(*B*,*C*) 233	*A*(*B*,*C*) 333
Цепи АВР, АПВ и другой автоматики	*A*(*B*,*C*) 50—69	*A*(*B*,*C*) 150—169	*A*(*B*,*C*) 250—269	*A*(*B*,*C*) 350—369
Цепи ламп сигнализации положения	*A*(*B*,*C*) 70—79	*A*(*B*,*C*) 170—179	*A*(*B*,*C*) 270—279	*A*(*B*,*C*) 370—379
Цепи катушек реле фиксации команд дистанционного управления	*A*(*B*,*C*) 80—89	*A*(*B*,*C*) 180—189	*A*(*B*,*C*) 280—289	*A*(*B*,*C*) 380—389
Цепи звуковой сигнализации аварийного отключения	*A*(*B*,*C*) 90—99	*A*(*B*,*C*) 190—199	*A*(*B*,*C*) 290—299	*A*(*B*,*C*) 390—399
Цепи электромагнитов включения выключателей	871—874			
Цепи индивидуальных сигналов	(*A*, *B*, *C*, *N*) 900—999			

(например, 103*A*, 103*B*, 103*C* и т. д.). Допускается одинаково обозначать идентичные цепи одной проектной функциональной группы, если исключается возможность прохождения этих цепей в общих кабелях или коммутация их в одном ряду зажимов (например, цепи электромагнитов включения масляных выключателей, цепи оперативной блокировки разъединителей).

Обозначение цепей постоянного тока шинок управления и ламп сигнализации положения приведено в табл. 4.2, шинок сигнализации — в табл. 4.3, распределение групп чисел для обозначения вторичных цепей постоянного тока — в табл. 4.4.

Когда количество чисел одной группы недостаточно для обозначения цепей, допускается использовать две или несколько групп, не занятых для обозначения цепей данной проектной группы, либо применять четырехзначное число, добавляя перед трехзначным обозначением цифры 1, 2, 3 и т. д. Например, для группы 201—299 могут использоваться дополнительные числа 1201—1299, 2201—2299 и т. д. Распределение групп чисел между цепями различного функционального назначения может также изменяться в случае необходимости, обусловленной особенностями конкретной схемы.

Обозначение цепей переменного тока выполняется последовательными числами, без деления на четные или нечетные, с добавлением перед цифровой частью буквы, характеризующей фазу *A*, *B*, *C* или нейтраль *N*. Допускается опускать буквенный индекс перед цифровым обозначением в случаях, когда не требуется указания фазы (например, цепи управления на переменном оперативном токе).

К маркам цепей напряжения, подключаемым на дополнительные обмотки ТН, перед цифровой частью марки добавляются буквы *H*, *U*, *K*, *F*.

Числа, применяемые для обозначения цепей управления и автоматики, разделяются на группы по сотням (*A1* — *A99*, *A101*—*A199*, *A*201—*A*299, *A*301—*A*399). Каждая из указанных групп рекомендуется для обозначения цепей одной схемы, питающихся от отдельных автоматических выключателей или предохранителей.

Группа чисел, применяемых для обозначения цепей управления коммутационного аппарата, выбирается в соответствии с позиционным обозначением этого аппарата, например, для выключателей *Q1* — *A*101—*A*199, *Q2* — *A*201—*A*299 и т. д.

Примеры распределения групп чисел для обозначения цепей управления, автоматики и сигнализации переменного тока одной проектной группы приведены в табл. 4.5 Приведен-

Таблица 4.6. Обозначение и цвета окраски сигнально-оперативных шинок

Наименование шинки	Позиционное обозначение	Цвет окраски шинка
Шинки управления:		
I системы шин	+*EC1*	Красный с белой манжеткой
	—*EC1*	Синий с белой манжеткой
II системы шин	+*EC2*	Красный с двумя белыми манжетками
	—*EC2*	Синий с двумя белыми манжетками
Шинка мигания	(+)*EP*	Красный с зеленой манжеткой
Шинки сигнализации	+*EH*	Красный
	—*EH*	Синий
Шинки звуковой сигнализации аварийного отключения	*EHA*	Серый с желтой манжеткой
	EHA1	Серый с двумя желтыми манжетками
Шинки звуковой предупредительной сигнализации	*EHP1*	Серый с белой манжеткой
	EHP2	Серый с двумя белыми манжетками
Шинки синхронизации для подключения системы	*ES1.A*	Желтый с белой манжеткой
	ES1 C	Желтый с красной манжеткой
Шинки синхронизации для работающей системы	*ES2.A*	Желтый с двумя белыми манжетками
	ES2.B	Желтый с двумя красными манжетками
Шинки блокировки разъединителей	*EBQ1*	Зеленый с черной манжеткой
	EBQ2	Зеленый с двумя черными манжетками
Шинки ТН (например, для I системы шин 35 кВ)	*EV1.A*	Желтый с двумя серыми манжетками
	EV1.C	Зеленый с двумя серыми манжетками
	EV1.N	Красный с двумя серыми манжетками
	EV1.H	Черный с двумя серыми манжетками
	EV1.F	Синий с двумя фиолетовыми манжетками
	EV1.U	Голубой с двумя серыми манжетками
Шинки сигнализации на переменном токе	*EH1*	Голубой с красной манжеткой
	EH2	Голубой с двумя красными манжетками
Вспомогательные шинки сигнализации	*EA1*	Белый с черной манжеткой
	EA2	Белый с двумя черными манжетками
Темная шинка сигнализации на постоянном оперативном токе	⊕*EH*	Красный с фиолетовой манжеткой

ная группа обозначений *A*(*B*, *C*) 301—399 может использоваться для цепей управления в случае, если в данной схеме не предусматриваются токовые цепи дифференциальной защиты шин.

Числа, применяемые для обозначения цепей трансформаторов тока, разбиваются на группы по десять номеров в группе. Каждая группа служит для обозначения цепей одного ТТ.

Группа чисел, применяемая для обозначения цепей определенного ТТ, выбирается в соответствии с номером ТТ по схеме, например: для *TA1* — *A*(*B*, *C*, *N*)411—419 и т. д. Если в полной схеме одной проектной группы больше 19 трансформаторов тока, для маркировки их цепей рекомендуется применять марки *A*(*B*, *C*, *N*)801—899 [*TA20*—*A*(*B*, *C*, *N*)801—809 и т. д.]

Если для обозначения цепей ТТ одного десятка номеров недостаточно, могут использоваться пятизначные марки, например для обозначения десятого и последующих участков цепей ТТ: *TA2*—*A*(*B*, *C*, *N*)4210, 4211...; *TA12* — *A*(*B*, *C*, *N*)5210, 5211...; *TA23*—*A*(*B*, *C*, *N*)8310, 8311...

Общие токовые цепи дифференциальной защиты шин обозначаются с учетом напряжения шин независимо от обозначений ТТ, питающих эти цепи: 750 кВ — *A*(*B*, *C*, *N*) 370—379, 500 кВ—*A*(*B*, *C*, *N*) 350—359; 330 кВ—*A*(*B*, *C*, *N*) 340—349; 220 кВ — *A*(*B*, *C*, *N*) 320—329; 110 кВ — *A*(*B*, *C*, *N*)310—319; 35 кВ — *A*(*B*, *C*, *N*)330—339; 6—10 кВ — *A*(*B*, *C*, *N*)360—369.

Числа, применяемые для обозначения цепей ТН, разделяются на группы по десять номеров в каждой.

Группа чисел, применяемая для обозначения цепей напряжения определенного ТН, выбирается с учетом номера этого трансформатора в схеме. Например, для *TV1* — *A* (*B*, *C*, *N*...) 611—619, *TV2* — *A*(*B*, *C*, *N*...) 621—629 и т. д.

Цепи напряжения, подключаемые через вспомогательные контакты разъединителей или контакты реле-повторителей разъединителей, обозначаются числами *A*(*B*, *C*, *N*, *H*, *U*, *K*, *F*) 710—799. Порядковые номера цепей выбираются с учетом напряжения шин РУ 750 кВ—770—779; 500 кВ —750—759; 330 кВ —740—749; 220 кВ — 720—729; 110 кВ — 710—719; 6—10 кВ — 760—769.

Примеры обозначения и окраски латунных (медных) сигнально-оперативных шинок в зависимости от их назначения приведены в табл. 4.6. Дополнительные примеры обозначений приведены в табл. П3—П5.

ГЛАВА 5

ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

5.1. ПРИМЕНЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть с электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при

малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств.

5.2. ИСТОЧНИКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

Аккумуляторы типа СК (стационарные, допускающие кратковременный режим разряда) размещаются в открытых сосудах.

Для аккумуляторов типа СК-16 и меньше используют стеклянные сосуды, аккумуляторы бóльших номеров размещают в деревянных, выложенных свинцом, и керамических сосудах.

Аккумуляторы типа СН (стационарные, с намазными пластинами) размещаются в герметически закрытых сосудах. Благодаря этому их можно устанавливать в одном помещении с другим электрооборудованием. Эти аккумуляторы могут работать в режиме длительного (например, десятичасового) и кратковременного (вплоть до одноминутного) разряда. Кроме того, в электроустановках находят применение железоникелевые аккумуляторные батареи из элементов НЖ и ТНЖ.

Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. Благодаря этому в наиболее ответственные периоды работы объекта в течение необходимого времени (0,5—2,0 ч) обеспечивается действие релейной защиты, автоматики и тому подобных устройств.

Из-за своей высокой стоимости и сложности в эксплуатации АБ устанавливают на наиболее важных объектах — электростанциях и больших подстанциях. На подстанциях 500 кВ и выше устанавливают по две батареи; на электростанциях общей мощностью свыше 200 МВт устанавливают по две и более аккумуляторные батареи.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режимах постоянного подзаряда и заряда-разряда. На электростанциях и подстанциях наибольшее распространение получил режим постоянного подзаряда. В этом режиме питание нагрузки осуществляется от выпрямительных подзарядных устройств, которые включены в сеть переменного тока. Аккумуляторная батарея при этом нагрузки не несет, а сама потребляет некоторый ток для компенсации саморазряда. При появлении значительной кратковременной (1—2 с) нагрузки аккумуляторная батарея принимает ее на себя. Такая нагрузка может быть вызвана, например, включением масляных выключателей с электромагнитными приводами. Напряжение батареи поддерживается на заданном уровне регулятором подзарядного агрегата.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1—2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока —0,5 ч.

В некоторых электроустановках аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме заряда-разряда. В этом случае напряжение на зажимах аккумуляторов не остается постоянным, а изменяется сравнительно в широких пределах (для свинцовых батарей при разряде напряжение меняется от 2 до 1,8—1,75 В, а при заряде — от 2,1 до 2,6—2,7 В).

На тепловых электростанциях для поддержания стабильного уровня напряжения АБ во всех режимах на сборных шинах щита постоянного тока (ЩПТ) в схемах батарей, работающих по методу заряд-разряд, предусматривается элементный коммутатор, служащий для изменения числа аккумуляторов, подключенных к сборным шинам установки или к зарядному агрегату.

Коммутатор состоит из переключающих устройств с зарядной и разрядной рукоятками и ряда пластин, подключенных к аккумуляторам таким образом, что на двух соседних пластинах оказываются оба полюса одного аккумулятора. Перемещая разрядную рукоятку в режиме разряда или зарядную в режиме заряда, изменяют число последовательно включенных аккумуляторов. Регулирование напряжения может осуществляться вручную, автоматически с помощью устройства регулирования напряжения (АРН) или дистанционно с помощью исполнительного механизма.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы. На ЩПТ наносятся для удобства действий дежурного персонала мнемонические схемы постоянного тока. Аккумуляторные батареи ЩПТ, зарядные и подзаряд-

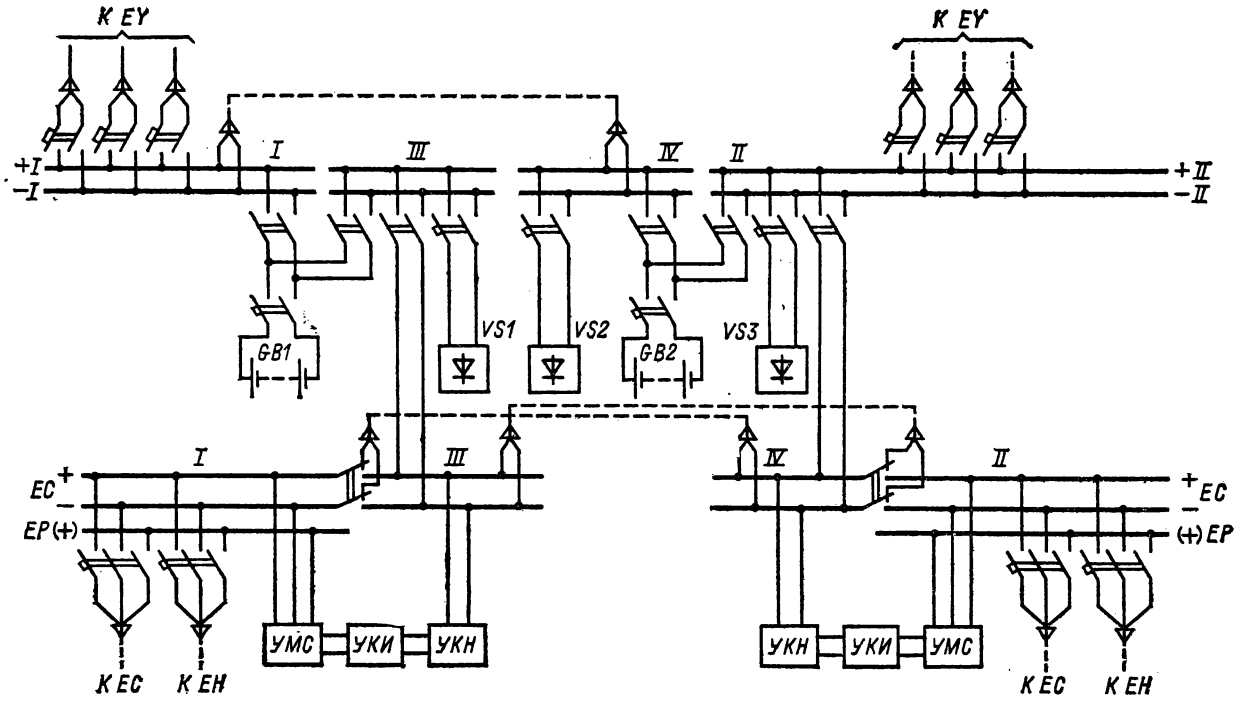


Рис. 5.1. Принципиальная схема постоянного тока

ные агрегаты, электроприемники постоянного тока связаны между собой кабельными линиями, а в отдельных случаях шинопроводами.

На рис. 5.1 представлена схема постоянного тока подстанции до 500 кВ. На подстанции установлены батареи *GB1* и *GB2* (без дополнительных элементов), подзарядно-зарядные агрегаты *VS1*, *VS2*, *VS3*, один из которых резервный. Аккумуляторные батареи собраны из свинцовых кислотных аккумуляторов типа СК, в качестве подзарядно-зарядных агрегатов использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВАЗП-380/260-40/80. Щит постоянного тока собран из комплектных панелей постоянного тока.

Шины щита разделены на две основные (*I* и *II*) и две вспомогательные (*III* и *IV*) секции. Электроприемники питаются от основных секций, вспомогательные секции служат для более удобного резервирования источников питания — аккумуляторных батарей и выпрямительных зарядно-подзарядных агрегатов. Подключение электроприемников и источников питания осуществляется через автоматические выключатели серий А3700 и АК63. Эти автоматические выключатели выполняют функции коммутационных аппаратов и защищают присоединения ЩПТ от КЗ. Щит оборудован устройствами мигающего света *УМС*, контроля изоляции *УКИ* и контроля уровня напряжения *УКН*.

В установках, где для включения мощных электромагнитов масляных выключателей требуется повышенное напряжение, устанавливают дополнительные элементы. Батареи с дополнительными элементами состоят из 120, 128, 140 элементов вместо 108. В таких случаях схема несколько изменяется. Чтобы предотвратить сульфатацию пластин дополнительных элементов, которые разряжаются эпизодически, между минусом и отпайкой от 108-го элемента включается регулируемый резистор, с помощью которого создается ток разряда, равный току разряда основных элементов. Кроме того, схемой предусматривается возможность подзаряда дополнительных элементов подзарядными устройствами.

В тех случаях, когда для питания различных вторичных аппаратов требуется постоянный ток различного напряжения, предусматриваются отпайки от промежуточных элементов батареи.

Так, например, для большинства устройств релейной защиты, а также для электромагнитов управления выключателей необходимо напряжение 220 В, для устройств телемеханики 24; 48 или 60 В. Для питания мощных электромагнитов включения масляных выключателей с электромагнитными приводами напряжение на шинах ШПТ доводят до 250 В и более, что необходимо для компенсации падения напряжения в кабеле, проложенном между АБ и РУ, где установлены выключатели.

Для заряда АБ применяются зарядные агрегаты, а для восполнения расхода электроэнергии постоянного тока в процессе эксплуатации — подзарядные агрегаты. В качестве зарядных и подзарядных агрегатов используются преимущественно статические выпрямительные устройства. В отдельных установках до настоящего времени сохраняются в эксплуатации двигатели-генераторы.

В качестве статических зарядных и подзарядных агрегатов широко используются кремниевые и селеновые выпрямительные устройства. Статические выпрямительные устройства в отличие от двигателя-генератора не имеют движущихся частей, более удобны в обслуживании, имеют больший срок службы и большую перегрузочную способность.

Двигатели-генераторы состоят из асинхронного электродвигателя и генератора постоянного тока с параллельным возбуждением. Обе машины устанавливаются на одной раме, а их валы соединяются эластичной муфтой. Так как при заряде напряжение генератора зарядного агрегата должно изменяться в широких пределах, генератор постоянного тока также выбирается с регулированием напряжения в широких пределах. Регулирование производится путем изменения его возбуждения шунтовым реостатом.

В ряде случаев один и тот же агрегат выполняет функции зарядного и подзарядного агрегатов, т. е. является зарядно-подзарядным.

5.3. УСТРОЙСТВА ВЫПРЯМЛЕННОГО ТОКА

В качестве источников выпрямленного тока применяются различного рода полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. Источники выпрямленного тока могут быть подразделены на три основные группы: источники для заряда и подзаряда; источники оперативного тока, питающие цепи управления, автоматики, защиты, а также аварийной и предупреждающей сигнализации и т. п.; источники, предназначенные для питания электромагнитов включения масляных выключателей.

К источникам выпрямленного тока следует также отнести предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

Зарядно-подзарядный агрегат типа ВАЗП-380/260-40/80 является типичным для электростанций и подстанций. На рис. 5.2 представлена упрощенная принципиальная схема агрегата. Он состоит из следующих основных элементов: силового трансформатора *1*, выпрямительного моста *2*, блока управления тиристорами *3*, блока обратной связи по току и напряжению *4*.

Принцип работы агрегата основан на способности тиристоров изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения.

Этот агрегат питается от трехфазной сети СН напряжением 380/220 В. Его выходные параметры: номинальное выпрямленное напряжение 380—260 В, номинальный выпрямленный ток 40—80 А. Агрегат, собранный на полупроводниковых (кремниевых) элементах, предназначен для питания установок постоянного тока на подстанциях всех категорий и может быть применен для зарядки АБ, а также для формовки отдельных аккумуляторов (режим *III* — регулировка напряжения 2—11 В). Потребляемая агрегатом мощность из сети переменного тока в режиме *II* (стабилизация напряжения 260—380 В) 17 кВт, в режиме *I* (стабилизация напряжения 220—260 В) — 23 кВт. Коэффициент мощности устройства $\cos\varphi$ равен 0,86; КПД —90 %. На рис. 5.2 схема агрегата показана в режиме *I* (переключатель режимов *SAC* находится в положении *I*).

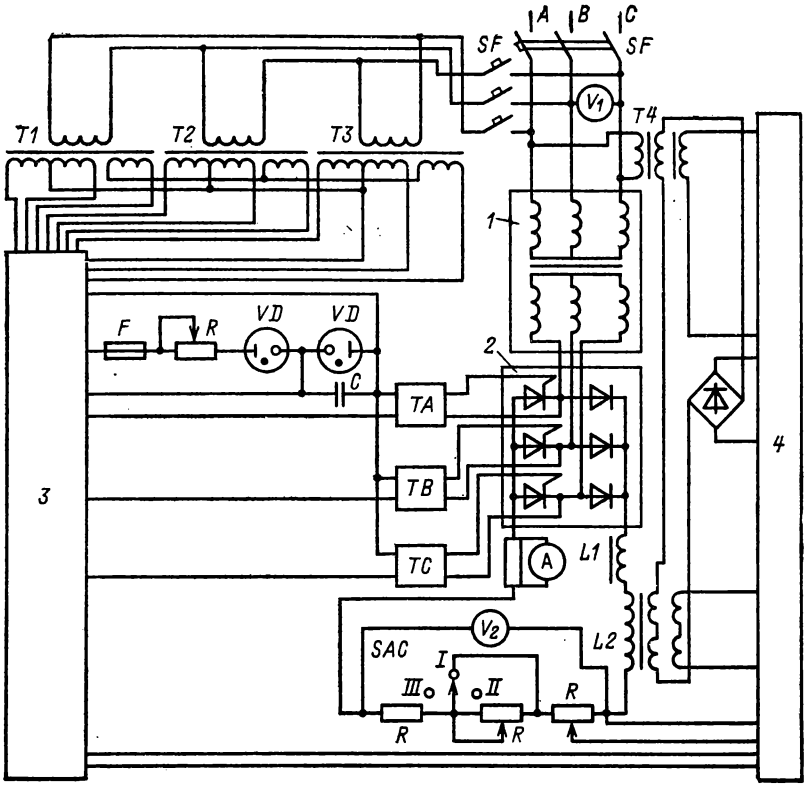
Агрегат выпускается в двух исполнениях по уровню пульсации выпрямленного тока. Пульсация на выходе агрегата ВАЗП-380/260-40/80-1 (первого исполнения) составляет 8 %, а на выходе агрегата ВАЗП-380/260-40/80-2 (второго исполнения) составляет до 3 %. Для снижения пульсации используются дроссели типа ДФ-7.

Существуют и другие зарядно-выпрямительные устройства: РТАБ4, ВАКЗ и др.

Блоки тока (БПТ) и блоки напряжения (БПН) служат для питания оперативных цепей. Блоки БПТ (рис. 5.3) состоят из промежуточного насыщающегося трансформатора *TL1*, выпрямительного моста *VS1*, а также вспомогательных элементов — дросселя *L* и конденсатора *C*, включенных в схему для стабилизации выходного напряжения. Блоки БПН состоят из промежуточного трансформатора *TL2*, выпрямительного моста *VS2* и некоторых других элементов.

Блоки БПТ получают питание от ТТ, а БПН — от ТН или трансформаторов СН. Блоки БПТ и БПН или несколько блоков БПТ и БПН могут работать на общие шинки выпрямленного напряжения для возможности взаимного резервирования друг друга.

Характерное различие между блоками БПТ и БПН состоит в том, что блоки БПН обеспечивают питанием оперативные цепи в нормальных условиях работы, а блоки БПТ — в режимах КЗ, когда блоки БПН не могут обеспечить питание вторичных устройств из-за большого снижения напряжения в первичных цепях.



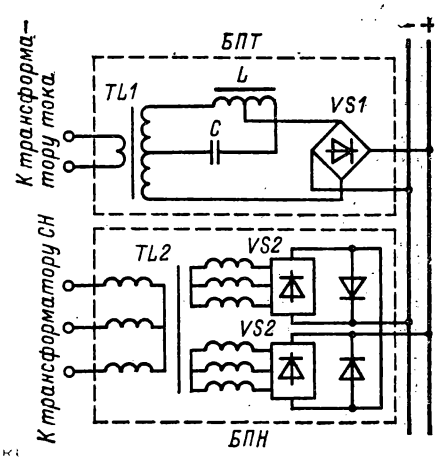


Рис. 5.2. Упрощенная принципиальная схема выпрямительного зарядно-подзарядного агрегата ВАЗП-380/260-40/80: *L1, L2* — дроссели; *SAC* — переключатель режимов; *VD* — стабилитроны; *F* — предохранители; *SF* — автоматические выключатели; *T1—T4* — трансформаторы питания; *R* — резисторы; *TA, TB, TC* — трансформаторы каналов формирования импульсов соответственно фаз *A, B, C*

Рис. 5.3. Принципиальная схема блоков питания БПТ и БПН

Отечественная промышленность выпускает разнообразные блоки питания, в том числе серий БП11, БП1002 и др.

Блоки БП1002 предназначены для питания выпрямленным током вторичных устройств: аппаратуры управления, автоматики, релейной защиты и сигнализации напряжением 220 В. Выдаваемая блоками мощность в кратковременном режиме (блоки БПТ1002 и БПН1002) достигает 1500 Вт, а в длительном (только блоки БПН1002) — около 700 Вт. Токовые блоки получают питание от ТТ, использование которых для других целей не допускается.

Напряжение на выходе блоков БПН и нагрузка вторичных цепей — величины взаимозависимые. Необходимо выбирать отпайки на выходе блока для подключения нагрузки таким образом, чтобы при минимально возможной нагрузке значение напряжения не превышало допустимого.

Блок стабилизированного напряжения БПНС2 предназначен для питания выпрямленным стабилизированным напряжением 220 В цепей защиты, автоматики и управления.

Мощность, выдаваемая блоком в длительном режиме,— 1000 Вт, в кратковременном — 2500 Вт.

Комплектно с блоком по заказу может поставляться сглаживающий фильтр, который необходим для питания полупроводниковых, магнитоэлектрических реле, аппаратуры высокочастотной защиты, не допускающих пульсаций выпрямленного напряжения.

Стабилизация выпрямленного напряжения осуществляется за счет изменения индуктивного сопротивления рабочих обмоток управляемого магнитного усилителя с самонасыщением, включаемых последовательно с выпрямителями в плечи трехфазного моста. Изменение сопротивления рабочих обмоток магнитного усилителя осуществляется за счет отрицательной обратной связи по напряжению. При несимметричных КЗ в сети, от которой питается блок, также обеспечивается стабилизация выпрямленного напряжения блока. Блок получает питание от ТН или ТСН. Блок обеспечивает напряжение на выходе в пределах $(0{,}85 \div 1{,}1)\,U_{ном}$ при изменении входного напряжения от 50 до 110 % номинального при трехфазном питании и нагрузке более 40 Ом.

Блоки БПНС2 могут включаться на параллельную работу. Возможность регулирования напряжения на выходе блока позволяет изменять степень нагрузки каждого из параллельно работающих блоков. Это свойство может быть использовано в случаях, когда один блок подключен к ТН, а второй — к ТСН. С целью обеспечения работы ТН в требуемом классе

точности целесообразно разгрузить подключенный к нему блок.

Устройства комплектные питания (УКП) служат для питания электромагнитов включения масляных выключателей с электромагнитным приводом. Эти устройства позволяют выбирать АБ меньшей мощности либо вообще отказаться от них. Устройства преобразуют переменное напряжение 220 или 380 В в выпрямленное напряжение 220 В. В настоящее время промышленность вместо ранее выпускавшихся устройств типа БПРУ66 изготавливает устройства типов УКП220 и УКП380. Устройство УКП220 питается от сети 220 В, а УКП380— от сети 380 В (400, 415, 440 В) с заземленной нейтралью.

Устройство состоит из двух комплектов. Комплект УКП1 содержит выпрямительное и распределительное устройства, а УКП2— накопитель, который поставляется по заказу и необходим только для некоторых масляных выключателей.

Накопитель представляет собой мощный электромагнит, подключаемый параллельно электромагниту включения выключателя.

Накопитель предназначен для питания электромагнита включения выключателя при его включении на КЗ, т. е. в условиях, вызывающих снижение напряжения в питающей сети и соответственно в сети оперативного выпрямленного тока.

При понижении напряжения процесс включения некоторых выключателей может не завершиться, что определяется экспериментально. Его подвижный контакт приблизится к неподвижному, но они не замкнутся. Возникшая в этих условиях между ними электрическая дуга может повредить выключатель. В этом случае для надежного включения применяют накопитель.

При включении выключателя в нормальных условиях в накопителе запасается энергия магнитного поля, которая впоследствии используется для завершения процесса включения выключателя при пониженном напряжении в питающей сети. Преобразование энергии накопителя в выпрямленный ток для включения выключателя осуществляется специальной схемой на полупроводниках.

В режиме холостого хода напряжение на выходе устройства УКП составляет 257—297 В, а при подключении нагрузки —230 В. Выпрямленный ток устройства УКП с выходом через накопитель 55—150 А, а без него 150—320 А. Устройство обеспечивает включение выключателя на КЗ при исчезновении напряжения с током потребления электромагнита включения до 150 А. Устройство предназначено для использования в импульсном режиме. Количество импульсов в цикле при токе

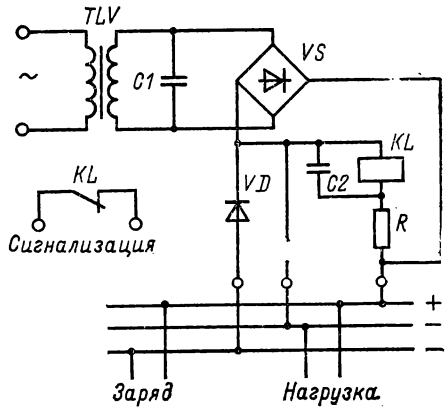


Рис. 5.4. Упрощенная схема блока типа БПЗ401

320 А —4, при 150 А —5, при 100 А —10. Минимально допустимое время между импульсами —0,5 с, а между циклами —10 мин.

Предварительно заряженные конденсаторы используются для однократного кратковременного действия аппаратов, потребляющих небольшую мощность. К таким аппаратам относятся отключающие катушки выключателей и отделителей, различного рода реле и т. д.

При этом, однако, следует иметь в виду, что питание электромагнитов включения, обмоток реле с выдержкой времени и других подобных устройств от конденсаторов становится невозможным из-за ограниченной емкости и кратковременности их разряда.

Для заряда конденсаторов, выпускаемых в виде блоков БК401, БК402, БК403 емкостью 40—200 мкФ, применяются комбинированные устройства БПЗ401 и БПЗ402, одновременно являющиеся и блоками питания, и зарядными устройствами.

Эти блоки предназначены для заряда конденсаторных батарей, используемых для приведения в действие аппаратов и устройств защиты, а также для питания выпрямленным током аппаратуры автоматики, управления и релейной защиты. Блоки работают в режиме заряда и питания. В режиме заряда к блокам можно подключать небольшую нагрузку.

Блоки БПЗ401 получают питание от измерительных ТН или шин СН. Блоки БПЗ402 включаются на измерительные ТТ. При этом включение токовых цепей защиты на трансформаторы тока, используемые для питания блоков, не допускается.

На рис. 5.4 представлена упрощенная схема блока БПЗ401, наиболее часто применяемого для заряда конденсаторов. Блок состоит из промежуточного трансформатора напряжения *TLV*, выпрямителя *VS*, реле *KL*, конденсаторов *C1* и *C2*, резистора *R*, диода *VD*. Первичные и вторичные обмотки трансформатора *TLV* выполнены секционированными, а вторич-

ная обмотка снабжена отпайками, выведенными на зажимы платы трансформатора. Установкой соответствующих перемычек на зажимах, а также изменением положения переключателей на плате трансформатора обеспечивается получение на выходе выпрямленного напряжения 110 или 220 В при включении блока на напряжение 110—127 В или 200—254 В. Выпрямление напряжения осуществляется мостом *VS*, собранным из восьми кремниевых диодов (по два диода в каждом плече). Контроль наличия зарядного напряжения на выходе блока, а также исправность цепей заряжаемых конденсаторов осуществляется реле *KL*. Конденсатор *C1* предназначен для защиты выпрямителей от перенапряжений, а *C2* — для предотвращения вибрации подвижной системы реле *KL*. Диод *VD* препятствует разряду заряжаемых конденсаторов при исчезновении напряжения питания блока. Резистор *R* обеспечивает термическую стойкость реле *KL*.

Перед установкой блоков проверяется отсутствие дефектов и механических повреждений, перемычки и переключатели устанавливаются в положение, соответствующее напряжению питания. Заряжаемые конденсаторы подключаются к блоку через диод *VD*, а нагрузка — непосредственно к конденсатору.

Периодически (1 раз в три месяца), а также после работы защиты, питаемой от блока, производится его осмотр и проверка исправности.

Проверка блока БПЗ401 заключается в проверке значения выпрямленного напряжения блока при различных положениях перемычек и переключателей на плате трансформатора. Различные значения первичного напряжения устанавливаются с помощью РНО250, ЛАТР и других подобных источников переменного напряжения. Для измерения напряжения используются вольтметры класса точности 1: электромагнитный (измерение первичного напряжения), магнитоэлектрический (выпрямленное напряжение), электростатический (напряжение заряда).

Наряду с описанными выше устройствами питания постоянного, переменного и выпрямленного тока применяются комбинированные устройства питания цепей оперативного постоянного тока.

В комбинированных устройствах питание электромагнитов включения выключателей осуществляется от УКП, подключенного к трансформатору СН, а цепей управления, автоматики, защиты и сигнализации — от небольшой герметической аккумуляторной батареи с автоматическим подзарядом от выпрямительных устройств. Такими АБ оборудованы, например, шкафы управления оперативным током (ШУОТ).

На рис. 5.5 представлена схема питания оперативных цепей выпрямленным током от блоков БПНС и БПТ, а электромагнитов включения масляных выключателей — от УКП. Особенностью таких схем является обеспечение резервирования питания со стороны выпрямленного напряжения без устройств АВР. Надежное резервирование в этом случае обес-

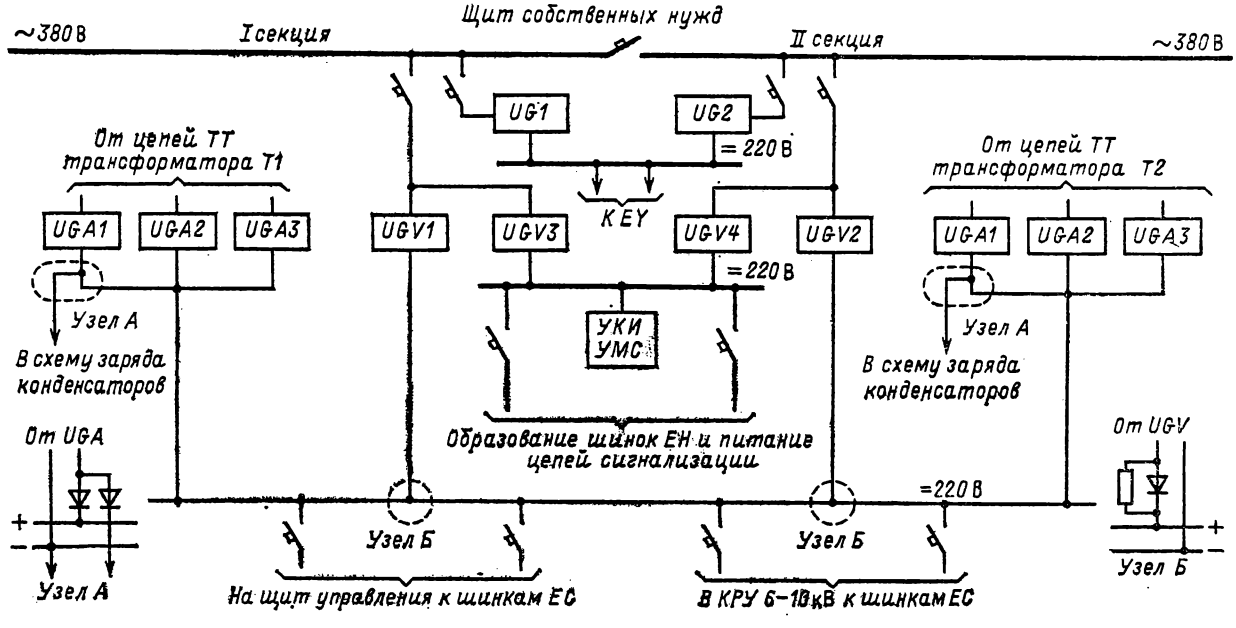


Рис. 5.5. Схема питания оперативных цепей на выпрямленном токе:

UG1, UG2 — комплектные устройства питания электромагнитов включения; *UGV1, UGV2* — блоки напряжения БПНС-2; *UGV3, UGV4* — блоки напряжения БПН-1002; *UGA1, UGA2, UGA3* — блоки БПТ-1002; *УМС* — устройство мигающего света; *УКИ* — устройство контроля изоляции; *ЕС* и *ЕН* — шинки управления и сигнализации; *EY* — шинки питания электромагнитов включения

печивается тем, что со стороны переменного тока блоки напряжения получают питание от разных секций щита СН, токовые блоки — от ТТ разных трансформаторов. Со стороны выпрямленного тока все блоки БПНС и БПТ объединены.

Для надежности питания цепей управления при возникновении замыканий на выводах блоков напряжения выходные цепи блоков *UGV1*, *UGV2* разделены диодами (см. узел *Б* на рис. 5.5). Для связи между блоками тока и напряжения и уменьшения перенапряжений, возникающих при прохождении через трансформаторы тока, от которых питаются блоки БПТ, больших токов КЗ, разделительные диоды зашунтированы резисторами.

Заряд конденсаторов в приведенной схеме осуществляется от блоков тока *UGA1* (см. узел *А* на рис. 5.5), включенных через диоды совместно с блоками заряда типа БПЗ401.

5.4. ПИТАНИЕ ОПЕРАТИВНЫХ ЦЕПЕЙ ПЕРЕМЕННЫМ ТОКОМ

При отсутствии на подстанции аккумуляторной батареи и при недостаточной мощности ТН питание устройств и цепей управления и сигнализации может осуществляться либо от сети СН подстанции, либо от специальных силовых трансформаторов небольшой мощности, подключенных к шинам 6 или 10 кВ. При этом отдельные группы оперативных цепей могут питаться непосредственно переменным током или через выпрямительные устройства (блоки питания). В таких случаях к схемам питания цепей управления и сигнализации предъявляются особые требования, направленные на повышение надежности их работы. К числу таких требований относятся следующие: оперативные цепи должны питаться как минимум от двух трансформаторов; напряжение во вторичных цепях должно быть стабилизировано; вторичные цепи должны быть отделены от остальных цепей СН.

На рис. 5.6 показана схема питания оперативных цепей переменным током от двух секций щита СН. Питание осуществляется через блок *АВР* и стабилизатор *TSV*. От шинок обеспеченного питания напряжением ~220 В питаются шинки управления *ЕС* и сигнализации *ЕН*, а также аппаратура телеуправления *ТУ* и телесигнализации *ТС*. Контроль изоляции на шинках обеспеченного питания осуществляется устройством *УКИ* (устройство контроля изоляции). От блока питания *UGV* питаются цепи оперативной блокировки разъединителей в распределительных устройствах различного напряжения (ОРУ 110—220 кВ, ОРУ 35 кВ, КРУ и КРУН 6—10 кВ).

Питание электромагнитов включения масляных выключателей с электромагнитными приводами осуществляется от выпрямительных устройств *UG1*, *UG2*, которые подключены к разным секциям щита СН. На стороне выпрямленного напряжения *UG1* и *UG2* работают на общие шины. Если в установке применены выключатели с пружинными приводами, выпрямительные устройства исключаются, питание электромагнитов включения осуществляется через шинки *ЕС*, так как электромагниты включения таких приводов не требуют большой мощности, ибо включение производится заранее заведенными пружинами привода.

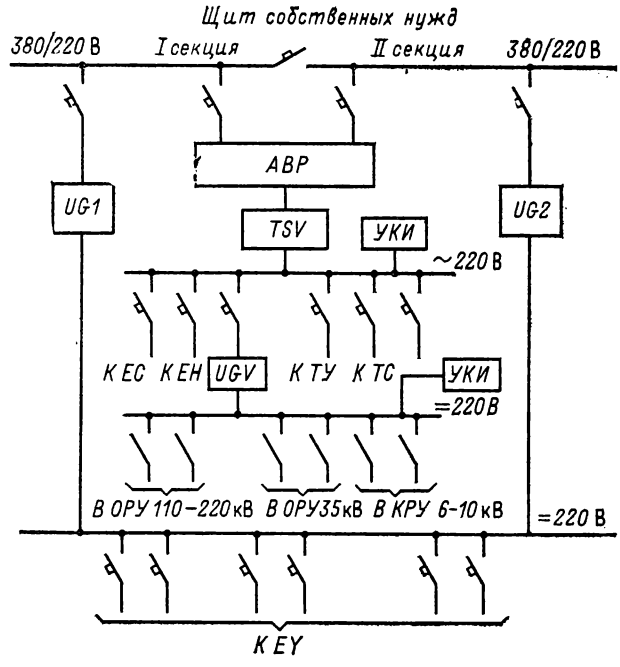


Рис. 5.6. Схема питания оперативных цепей на переменном токе:

АВР — устройство автоматического включения резерва; *УКИ* — устройство контроля изоляции; *UG1*, *UG2* — комплектные устройства питания электромагнитов включения; *TSV* — стабилизатор напряжения; *UGV* — блок питания цепей оперативной блокировки разъединителей; *ТУ—ТС* — аппаратура телеуправления и телесигнализации; *ЕС* и *ЕН* — шинки управления и сигнализации; *ЕУ* — шинки питания электромагнитов включения

5.5. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Измерительные трансформаторы тока и напряжения предназначаются прежде всего для питания измерительных приборов и схем релейной защиты. Кроме того, они используются в качестве источников переменного оперативного тока и для питания переменным током выпрямительных блоков в системах выпрямленного оперативного тока.

Трансформаторы тока делятся по номинальным значениям первичного напряжения, первичного и вторичного тока (5 или 1 А), роду установки (внутренняя, наружная), конст-

рукции, классу точности. Трансформаторы тока обычно работают в режиме короткого замыкания, т. е. их вторичная обмотка замкнута через приборы и аппараты, имеющие небольшое сопротивление (амперметры, токовые реле, токовые блоки питания и т. п.). К одной вторичной обмотке может быть подключено последовательно несколько приборов и реле.

Особенность ТТ состоит в том, что ток в первичной обмотке практически не зависит от нагрузки во вторичной цепи, т. е. первичный ток не зависит от вторичного. По этой причине магнитодвижущая сила (МДС) первичной обмотки $F_1=I_1w_1$ не зависит от вторичной нагрузки I_2. Магнитодвижущая сила вторичной обмотки $F_2=I_2w_2$ приблизительно равна МДС первичной $F_1=I_1w_1$, а их векторы сдвинуты относительно друг друга почти на 180°. Поэтому результирующая МДС, равная геометрической сумме F_1 и F_2, невелика. Результирующий магнитный поток Ф в магнитопроводе трансформатора, обусловленный результирующей МДС, также мал, поэтому электродвижущая сила (ЭДС) вторичной обмотки не превышает нескольких вольт.

Если же вторичную обмотку разомкнуть, ток I_2 будет равен нулю и соответственно МДС F_2 тоже будет равна нулю. При этом произойдет соответствующее быстрое увеличение результирующей МДС и потока Ф. Как следствие во вторичной обмотке будет индуцироваться ЭДС, которая может достигать нескольких тысяч вольт. Создавшееся при этом напряжение на зажимах вторичной обмотки опасно для обслуживающего персонала и для изоляции вторичных цепей, а также питающихся от ТТ приборов. В этом случае происходит также чрезмерный нагрев сердечников самих ТТ. Поэтому цепь вторичной обмотки ТТ нельзя размыкать даже кратковременно. Для производства работ во вторичных токовых цепях обмотки ТТ всех трех фаз (A, B, C) должны быть закорочены. Закорачивание осуществляется на сборках зажимов с помощью специальных закорачивающих устройств. Закорачивание производят инструментом с изолирующими ручками, стоя на резиновом коврике.

Первичная обмотка ТТ находится под высоким напряжением. Чтобы при нарушении изоляции между первичной и вторичной обмотками вторичные цепи не оказались под напряжением первичной цепи (по отношению к земле), вторичную обмотку ТТ заземляют. Это заземление является защитным, его можно отсоединять только тогда, когда отключено само присоединение.

Действующий ГОСТ 7746—78*Е предусматривает выпуск ТТ классов точности 0,5; 1; 3; 5; 10; 5Р; 10Р. Трансформаторы тока могут иметь от двух до пяти вторичных обмоток. Класс точности ТТ характеризуется определенной погрешностью. Применение ТТ с номинальным вторичным током 1 А позволяет существенно увеличить допустимую нагрузку ТТ (сопротивление вторичной цепи). Одноамперный ТТ при прочих равных условиях может иметь нагрузку в 25 раз больше пятиамперного.

Погрешность ТТ обусловлена прежде всего его намагничивающим током. В идеальном ТТ (сопротивление цепи вторичной обмотки равно нулю) МДС первичной обмотки, т. е. их геометрическая сумма равна нулю:

$$\underline{I}w_1 + \underline{I}w_2 = 0. \qquad (5.1)$$

В реальном трансформаторе эти МДС не равны и создают результирующую МДС

$$I_1w_1 + I_2w_2 = I_{\text{нам}}w_1. \qquad (5.2)$$

Вследствие наличия намагничивающего тока $I_{\text{нам}}$ имеют место токовая и угловая погрешности.

Токовая погрешность — арифметическая разность между действительным вторичным током и приведенным ко вторичной обмотке действительным первичным током, отнесенная ко вторичному току, %:

$$\Delta I = \frac{I_2 - I_1/K_{\text{ном}}}{I_2} \cdot 100, \qquad (5.3)$$

или

$$\Delta I = \frac{I_2w_2 - I_1w_1}{I_2w_2} \cdot 100, \qquad (5.3а)$$

где $K_{\text{ном}}$ — номинальный коэффициент трансформации: $K_{\text{ном}} \approx w_2/w_1$.

Угловая погрешность — угол δ, рад, между вектором первичного тока и вектором вторичного тока, повернутым на 180°. Угол δ считается положительным, если вектор вторичного тока I_2, повернутый на 180°, опережает вектор первичного тока I_1.

Чтобы угол δ перевести из радианной меры в градусную, пользуются выражением

$$1 \text{ рад} = 3440'. \qquad (5.4)$$

Следует отметить, что погрешность по току в основном определяется индуктивной нагрузкой вторичной цепи, а угловая погрешность — активной нагрузкой.

Полной погрешностью ТТ ε, %, называется действующее значение разности между приведенным мгновенным значением вторичного тока i_2 и мгновенным значением первичного тока i_1.

Погрешность ТТ и значение их вторичной нагрузки тесно связаны между собой. С увеличением нагрузки погрешность ТТ возрастает. Поэтому вторичная нагрузка для ТТ не должна превышать допустимую, при которой обеспечивается соответствующий класс точности.

Так, например, для ТТ типа ТПЛ-10 с номинальным значением первичного тока 400 А вторичная нагрузка 0,6 Ом, или 15 В·А, соответствует классу точности 0,5. Если этот же трансформатор будет работать с нагрузкой 1 Ом (25 В·А), будет обеспечен всего лишь класс точности 1, т. е. при номинальном первичном токе погрешность станет более 0,5 %. Если к этому же трансформатору подключить нагрузку 1,2 Ом (30 В·А), погрешность еще более увеличится и станет более 1 %, т. е. будет обеспечен только класс точности 3. Аналогично влияет нагрузка вторичных цепей на класс точности и других типов ТТ.

Класс точности ТТ выбирается в зависимости от их назначения. Трансформаторы тока, предназначенные для питания расчетных счетчиков, а также счетчиков в цепях генераторов, трансформаторов и линий, отходящих от электростанций и районных подстанций, должны быть класса точности 0,5. Кроме того, ТТ, питающие расчетные счетчики, должны быть выбраны таким образом, чтобы при минимально возможной нагрузке в первичных цепях во вторичных цепях (по токовым обмоткам расчетных счетчиков) проходил ток не менее 0,5 А (для ТТ с вторичным током 5 А). За минимальную нагрузку принимается 10 % номинальной нагрузки присоединения.

Трансформаторы тока, питающие щитовые приборы и счетчики технического учета, выбираются класса точности 1. Применение ТТ класса точности 1 для подключения расчетных счетчиков допускается в случаях, когда их погрешность при нагрузке вторичной цепи 0,4 Ом не превосходит погрешности, допускаемой для класса 0,5.

Нагрузка вторичных цепей не должна превышать номинальных значений. Номинальной вторичной нагрузкой называется такое значение вторичной нагрузки с коэффициентом мощности 0,8, при котором гарантируется класс точности или предельная кратность вторичного тока. Этой нагрузке соответствует номинальная вторичная мощность ТТ. Нагрузка измерительных приборов и реле задается обычно в вольт-амперах, а соединительных проводов и кабелей — в омах.

В случае, когда ТТ не обеспечивают необходимого класса точности из-за слишком большой нагрузки, число ТТ увеличивают. В этом случае две обмотки ТТ соединяют последовательно и подключают к ним всю вторичную нагрузку или распределяют нагрузку по разным вторичным обмоткам ТТ. В ряде случаев для питания некоторых вторичных устройств требуются отдельные вторичные обмотки, например для блоков питания БПТ, регуляторов возбуждения синхронных электродвигателей РВСД и др.

В отличие от ТТ, питающих измерительные приборы, трансформаторы тока для питания релейной защиты должны обеспечивать относительно точную работу при больших значениях первичных токов. Эти большие значения токов имеют место главным образом при КЗ и значительно превышают номинальные первичные токи ТТ. Кроме того, увеличение первичных токов имеет место при перегрузках, самозапусках больших электродвигателей, несинхронных включениях присоединений и тому подобных режимах работы.

Допустимая погрешность ТТ для большинства защит по току составляет не более 10 %, а угловая — не более 7 %. При выборе ТТ для релейных защит необходимо учитывать кратность первичного тока по отношению к номинальному току ТТ. При больших значениях первичного тока наступает насыщение магнитопровода ТТ, вследствие чего теряется линейная зависимость между первичным и вторичным токами, поэтому возрастает погрешность ТТ.

Для определения допустимой вторичной нагрузки на трансформаторы тока, питающие релейную защиту, в технической литературе даются кривые предельной кратности. Эти кривые выражают зависимость максимальной кратности первичного тока от сопротивления нагрузки. С уменьшением вторичной нагрузки допустимая кратность увеличивается и наоборот. Пользуясь этими кривыми, можно определить кратность, при которой погрешность не превысит допустимую при заданной нагрузке, или выяснить допустимую нагрузку по известной кратности тока.

Особенность условий работы ТТ, питающих цепи оперативного тока через выпрямительные устройства, заключается в том, что нагрузка имеет обычно нелинейный характер, а ее значение больше, чем при питании от ТТ только токовых вторичных цепей защиты, измерения и т. д.

В таких условиях сердечники ТТ насыщаются при сравнительно меньших кратностях токов КЗ, увеличиваются потери в ТТ, появляются перенапряжения в их вторичных обмотках и ухудшается тепловой режим работы ТТ.

В ряде случаев ТТ служат только в качестве источника тока, а не для получения информации о значении первичного тока. Примером может служить применение ТТ для блоков питания БПТ. В этих случаях к точности ТТ не предъявляется высоких требований, в то же время отдаваемая трансформаторами тока мощность должна быть достаточной для работы вторичных устройств, питающихся выпрямленным током. Как показали результаты вычислений и испытаний, мощность, отдаваемая большинством отечественных ТТ, даже

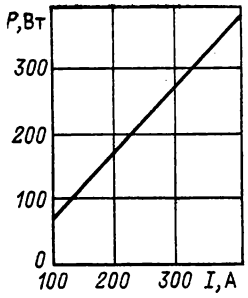


Рис. 5.7. Зависимость мощности, отдаваемой ТТ, от первичного тока

при номинальных токах достигает 400—500 В·А. Зависимость отдаваемой мощности ТТ от первичного тока представлена на рис. 5.7.

Трансформаторы напряжения делятся по номинальным значениям первичного напряжения, роду установки, конструкции, классу точности и вторичной нагрузке. Вторичное напряжение отечественных ТН всех типов принято 100 В.

Вторичные цепи ТН должны быть выбраны таким образом, чтобы потери напряжения до панелей защит, автоматики и измерительных приборов находились в пределах от 1,5 до 3 %, а до расчетных счетчиков активной и реактивной энергии — не более 0,5 %.

На электростанциях и подстанциях используются однофазные и трехфазные ТН. Трансформаторы, используемые для контроля изоляции, выполняются с пятистержневым магнитопроводом. Трансформаторы изготовляются сухие и с масляным заполнением бака.

Класс точности ТН характеризуется максимально допустимой погрешностью по напряжению, %, и угловой погрешностью, мин. Погрешность по напряжению определяется:

$$\Delta U = \frac{U_2 - U_1/K_U}{U_1/K_U}, \qquad (5.5)$$

где U_1 — первичное напряжение; U_2 — вторичное напряжение; K_U — коэффициент трансформации ТН.

Угловая погрешность оценивается углом δ между векторами первичного U_1 и вторичного U_2 напряжений.

Трансформаторы напряжения выпускаются классов точности 0,5; 1; 3. Классу точности 0,5 соответствует $\Delta U = \pm 0{,}5$ % и $\delta = 20$ мин, классу 1 $\Delta U = \pm 1$% и $\delta = 40$ мин, классу 3 $\Delta U = \pm 3$ %, угловая погрешность не нормируется.

Трансформаторы напряжения сохраняют класс точности при изменении первичного напряжения в пределах 0,8—1,2 номинального напряжения. Класс точности ТН выбирается в зависимости от их назначения. Трансформаторы, предназначенные для питания расчетных счетчиков (или расчетных счетчиков совместно с другими измерительными приборами и релейной защитой), должны быть класса точности 0,5. Трансформаторы напряжения, питающие щитовые приборы, должны быть класса точности 0,5 в том случае, если класс точности измерительных приборов 1 и 1,5 (например, ваттметры генераторов 100 МВт и более или вольтметры в контрольных точках энергосистем), в остальных случаях ТН могут быть класса точности 1.

Так же как и в трансформаторах тока, класс точности ТН зависит от нагрузки вторичных цепей. Значения нагрузки, соответствующие тому или иному классу точности, приводятся в каталогах на ТН. При работе с бо́льшими нагрузками ТН выходят за пределы класса точности, хотя могут продолжать работать длительное время не перегреваясь. Максимальная мощность, которую может отдавать ТН вне пределов класса точности, также указывается в каталогах. Обычно эта мощность примерно в 2 раза больше, чем мощность, соответствующая классу точности 3. В отдельных случаях допускается работа ТН с нагрузкой больше максимальной. Однако такая нагрузка должна быть кратковременной и может допускаться только в аварийных режимах, когда необходимо обеспечить надежное питание схем защит и автоматики. В этом случае нагрузка должна быть ограничена таким образом, чтобы погрешность ТН по напряжению и углу не приводила к неправильной работе релейной защиты и автоматики. В настоящее время отсутствуют специальные требования к погрешностям ТН, допустимым в схемах защит и автоматики. Практически принимается, что максимальные погрешности ТН могут быть такими же, как и для ТТ, а именно 10 % по коэффициенту трансформации и 7 % по углу. Обычно ТН, питающие только цепи релейной защиты и автоматики, работают в классе точности 3.

ГЛАВА 6

АППАРАТУРА ВТОРИЧНЫХ УСТРОЙСТВ И ЕЕ РАЗМЕЩЕНИЕ НА ПАНЕЛЯХ

6.1. АППАРАТУРА УПРАВЛЕНИЯ И СИГНАЛИЗАЦИИ

Переключатели и ключи управления применяются для управления коммутационными аппаратами и переключения различных цепей. При подаче команд переключатель переводится из одного положения в другое поворотом рукоятки на некоторый угол. Некоторые переключатели выполняются таким образом, чтобы операции могли производиться в два приема, что в известной степени предотвращает ошибки при операциях переключения.

Переключатели серии ПМО, ключи серии МК и универсальные переключатели серии УП снабжаются оперативными контактами, замыкающимися на время подачи команд и выполняемыми с возвратом; сигнальными контактами с двумя фиксированными положениями (замкнуто — разомкнуто); аварийным контактом в цепи звукового сигнала аварийного отключения, размыкающегося на время подачи команды на включение, что предотвращает ложный сигнал на отключение в момент, когда ключ поставлен в положение «Включить», а выключатель не закончил операцию включения.

Переключатели серии ПМО выпускаются на напряжения переменного тока до 380 В, 50 или 400 Гц и постоянного тока 320 В; номинальный ток 6 А (рис. 6.1).

Переключатели состоят из лицевого фланца с рукояткой и контактного устройства из наборных пакетов и различаются по характеру фиксации рукоятки, по формам фланца и рукоятки (рис. 6.2) и по конструкции подвижных контактов.

Переключатели выполняются шестипакетными и имеют следующие исполнения:

ПМОФ45 — с фиксированными положениями подвижной контактной системы через каждые 45°;

ПМОФ90 — с фиксированными положениями через каждые 90°;

$ПМОФ_з$ — то же, как предыдущие, но со съемной рукояткой в вертикальном положении и с замком;

ПМОВ — с фиксированным вертикальным положением и с самовозвратом из одного или двух оперативных положений в начальное фиксированное;

ПМОВФ — с двумя фиксированными положениями (вертикальным и горизонтальным) и самовозвратом из двух оперативных положений в начальные фиксированные.

У переключателей число фиксированных положений с углами между ними 90 или 45° может быть уменьшено при помощи стопора.

Контактное устройство переключателя набирается из пакетов с четырьмя неподвижными и одним подвижным контактами. Подвижные контакты пакетов насажены на общий валик; они выполняются двух основных типов: контакты, жестко следующие за поворачивающимся валиком, и контакты, имеющие на валике свободный ход на разные углы (45, 90 и 135°); контакты второго типа могут сохранять одно и то же положение при разных положениях рукоятки.

Подвижные контакты различаются также по форме и могут насаживаться на валик под разными углами по отношению к рукоятке и друг к другу. Некоторые типы подвижных контактов и схематическое их изображение показаны на рис. 6.3. Сочетанием разных типов подвижных контактов в пакетах и положений их на валике с характером движения и фиксации рукоятки с валиком осуществляется необходимая последовательность замыканий между неподвижными контактами ключа применительно к заданной схеме.

Главное преимущество переключателей ПМО (со съемной рукояткой) — монтаж проводов в торце ключа, что позволяет ближе располагать переключатели на пультах, сокращая их площадь.

Типовые обозначения переключателей расшифровываются следующим образом:

ПМО — переключатель малогабаритный общепромышленного назначения;

В — возврат рукоятки;

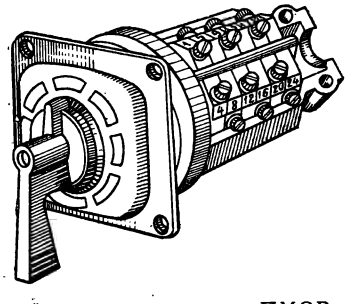


Рис. 6.1. Общий вид переключателя ПМОВ

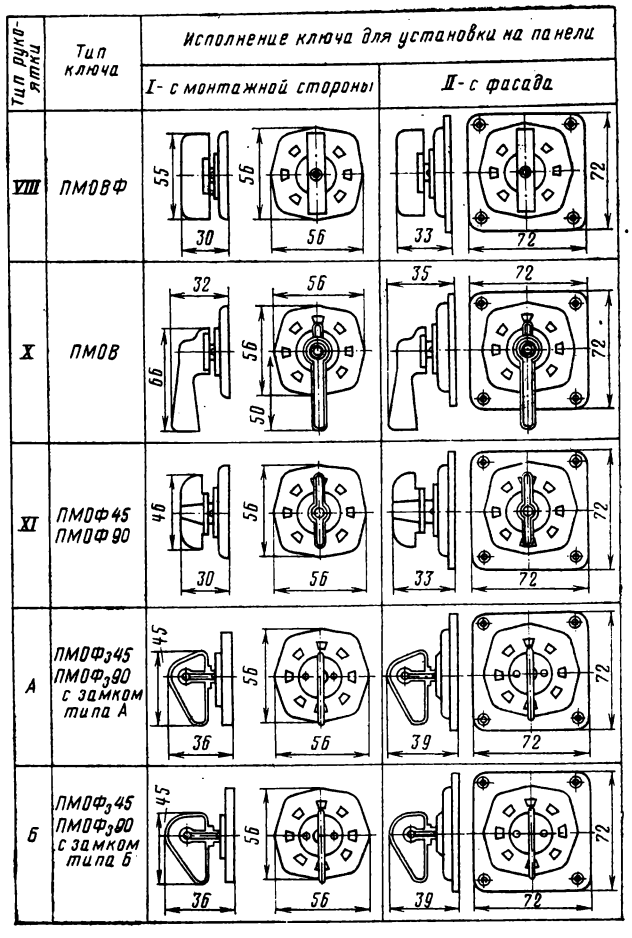


Рис. 6.2. Формы и типы рукояток переключателей ПМО

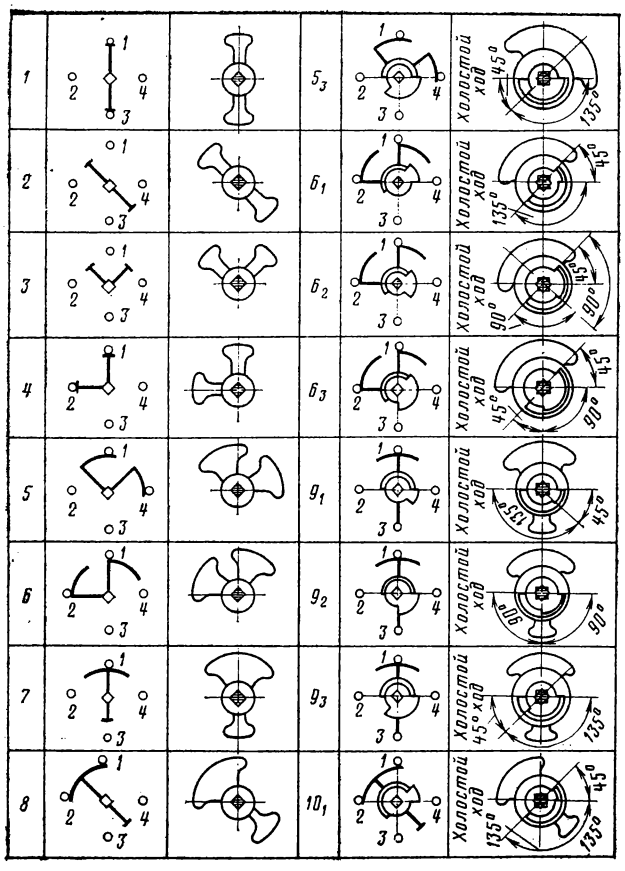


Рис. 6.3. Типы, схематическое изображение и формы подвижных контактов переключателей ПМО (для контактов дан вид спереди)

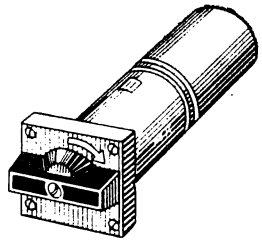


Рис. 6.4. Общий вид ключа МКСВФ

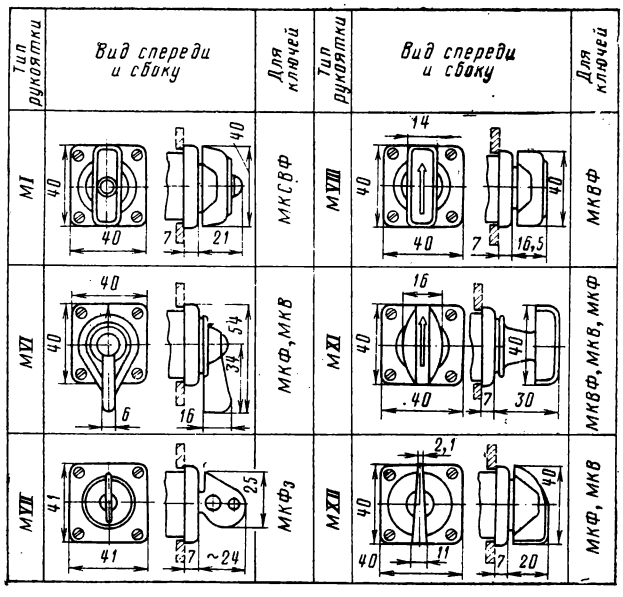


Рис. 6.5. Типы рукояток ключей МК

Ф — фиксация рукоятки;

$Ф_з$ — фиксация ключа в замке;

45, 90 и 135 — поворот рукоятки на данный угол в фиксированное положение со стопором, ограничивающим число фиксированных положений;

шесть порядковых цифр — типы подвижных контактов в пакете и порядок положения пакетов в переключателе, считая от рукоятки;

I и II — способ установки переключателя на панели (с монтажной или фасадной стороны);

А или Б — тип замка с ключом А или Б;

Д с числом — номер паспорта в сводной таблице типовых обозначений по каталогу.

Пример расшифровки типового обозначения ПМО:

$ПМОФ_з$90-111111/IБ-Д106 — переключатель типа $ПМОФ_з$ (замок с ключом типа Б) с фиксацией ключа через 90°, со стопорами, ограничивающими поворот в необходимом диапазоне, с подвижными контактами в пакетах типов 1, 1, 1, 1, 1, 1, устанавливаемый с монтажной стороны панели I, номер паспорта Д106.

Малогабаритные ключи серии МК (рис. 6.4) рассчитаны на номинальное напряжение 220 В переменного и постоянного тока; длительно допустимый ток составляет 3 А.

Эти ключи по своей работе аналогичны переключателям ПМО, но имеют значительно меньше разновидностей пакетов и схем. Все ключи изготовляются с двумя, четырьмя и шестью пакетами, у ключей типа МКСВФ первый пакет занят контактами встроенной в рукоятку сигнальной лампы, поэтому ключ имеет 1, 3 или 5 контактных пакетов.

Лицевые фланцы ключей МК имеют квадратную форму размерами 40×40 мм, что является существенным для сокращения размеров пультов.

Ключи в зависимости от типа, формы и характера работы рукоятки имеют следующие исполнения:

типа МКСВФ с рукояткой типа MI со встроенной в нее сигнальной лампой типа КМ с фиксацией рукоятки в двух сигнальных взаимно перпендикулярных положениях и самовозвратом рукоятки из двух оперативных положений в фиксированные;

типа МКВФ с рукояткой типа MVIII; назначение такое же, как и ключа типа МКСВФ, а его рукоятка подобна рукоятке типа MI, но сигнальные лампы монтируются отдельно, рядом с ключом; последний может применяться также с рукояткой типа MXI;

типа МКФ с рукояткой типа MXII с фиксацией рукоятки в нескольких определенных положениях; может применяться также с рукояткой типа MXI;

типа МКВ с самовозвратом рукоятки в нейтральное положение из правого и левого оперативных положений, отстоящих на угол 45° от нейтрального; применяется преимущественно с рычажной рукояткой типа MVI, но может применяться и с рукояткой типов MXI и MXII;

типа $МКФ_з$ со съемной рукояткой типа MVII в виде ключа, который может выниматься в нескольких определенных положениях. Рукоятка состоит из двух частей: рукоятки-замка, помещенной в корпусе ключа, с

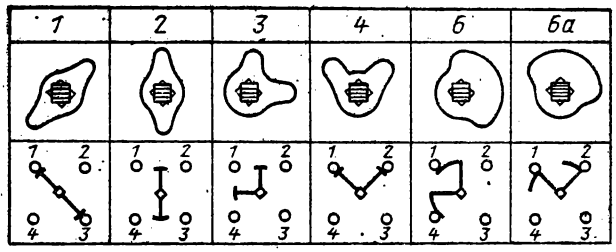


Рис. 6.6. Типы, схематическое изображение и формы подвижных контактов ключей МК

помощью которого производится вращение рукоятки-замка; ключ может выниматься из замка в вертикальном (нулевом) или горизонтальном положении (±90°).

Типы рукояток ключей показаны на рис. 6.5; типы, схематическое изображение и формы подвижных контактов ключей типа МК — на рис. 6.6.

Каждый ключ имеет свое типовое обозначение, которое составляется из приведенных ниже букв и цифр: малогабаритный — М; ключ — К; светящийся — С; возврат рукоятки — В; фиксация рукоятки — Ф; фиксация замка-рукоятки со съемной рукояткой-ключом — $Ф_з$; подвижные контакты сигнальной лампы — Л; тип подвижного контакта в пакете и цифры — количество и порядок пакетов в ключе; типы рукояток — буква М и римская цифра после косой черты, отделяющей ее от числа; наличие ограничивающего стопора с четырьмя фиксированными положениями и поворотом рукоятки на 90° — 4 с; то же с восемью фиксированными положениями и поворотом рукоятки на 45° — 8с.

Примеры расшифровки:

МКСВФ-Л14466а/МI—типа МКСВФ шестипакетный с подвижными контактами сигнальной лампы в первом пакете, с подвижными контактами типов 1, 4, 4, 6 и 6а в остальных пакетах, с рукояткой типа МI со встроенной сигнальной лампой;

МКФ-4455/МХII-8с — переключатель типа МКФ четырехпакетный с подвижными контактами в пакетах типов 4, 4, 5 и 5, с рукояткой типа МХII с фиксацией ее в положениях при повороте на 45°, со стопором, ограничивающим поворот в необходимом диапазоне.

Универсальные переключатели серии УП5300 рассчитаны на номинальное напряжение переменного тока до 500 В, 50 Гц и постоянного тока 440 В. Они допускают длительную нагрузку до 20 А, кратковременную (не более 10 с) — до 75 А и кратковременную (не более 3 с) — до 250 А.

Переключатель УП, как и ПМО, состоит из наборных пакетов (секций), насаживаемых на общий валик. Каждая секция состоит из изолирующей перегородки, неподвижного контакта, двух подвижных контактов, правого и левого кулачковых шайб, при помощи которых при повороте рукоятки производится замыкание или размыкание контактов.

Переключатели выполняются с самовозвратом в среднее положение и фиксацией в каждом положении. Некоторые переключатели наряду с фиксацией имеют самовозврат из некоторых положений в фиксированное положение. Число фиксированных положений может быть 2—3 с углами между ними 90 или 45°.

Переключатели имеют следующие семь типов исполнений, отличающиеся друг от друга количеством секций, диаграммой замыкания контактов, числом фиксированных положений, углом поворота и формой рукоятки, а также возможностью ее съема (в несъемном положении рукоятка удерживается замком): УП5311 — 2 секции; УП5312 — 4 секции; УП5313 — 6 секций; УП5314 — 8 секций; УП5315 — 10 секций; УП5316 — 12 секций; УП5317 — 16 секций.

Необходимая диаграмма работы контактов переключателя обеспечивается за счет применения секций с различными профилями кулачковых шайб. Специальные шайбы позволяют получить контакты, которые сохраняют положение после самовозврата рукоятки таким, каким оно было в одном из крайних положений, и изменяют свое положение после поворота рукоятки в другое крайнее положение.

Переключатели до 6 секций включительно и все аппараты с круговым вращением поставляются с овальной рукояткой; переключатели с количеством секций от 8 до 16 и все переключатели с самовозвратом рукоятки — с револьверной рукояткой.

Пакетные выключатели и переключатели серий ПВМ и ППМ (аппараты) рассчитаны для работы при температуре окружающего воздуха от —40 до +50 °С и относительной влажности не более 90 % при 20 °С и не более 50 % при 40 °С. Они применяются в качестве коммутационных аппаратов с ручным приводом в цепях постоянного и переменного токов до 400 А, напряжением 220 В и в цепях переменного тока до 250 А, напряжением 380 В, частотой 50—60 Гц.

Аппараты выпускаются открытого, защищенного и герметичного исполнения. Контактная система аппаратов состоит из отдельных секций — изоляторов, в пазах которых находятся неподвижные контакты с винтами для подключения проводов сети (рис. 6.7). Секции собираются в пакет (рис. 6.8).

Механизм мгновенного переключения расположен над контактной системой в крышке аппарата и состоит из валика с рукояткой, заводной пружины, пружинной шайбы (упора) и фиксирующих выступов, ограничивающих поворот пружинной шайбы и вместе с ней под-

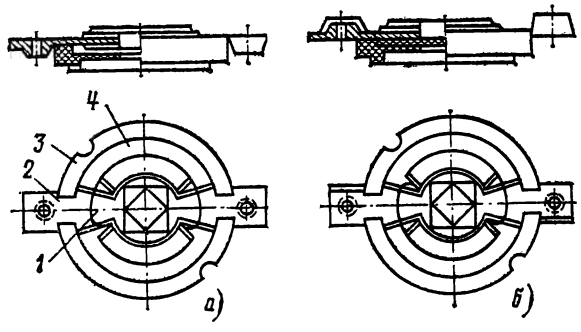


Рис. 6.7. Секция контактной системы пакетного выключателя и переключателя:

а — для переднего присоединения; *б* — для заднего присоединения; *1* — изолятор; *2* — неподвижные контакты, находящиеся в пазах изолятора; *3* — пружинящие подвижные контакты; *4* — фибровые искрогасительные шайбы

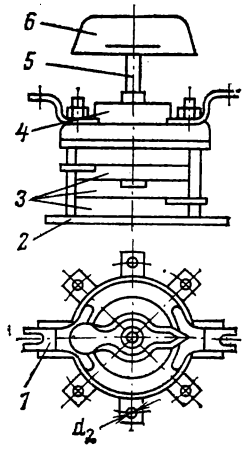


Рис. 6.8. Пакетные выключатели и переключатели открытого исполнения:

1 — нижняя скоба для отдельных секций; *2* — верхняя скоба для крепления пакетов; *3* — пакет; *4* — переключающий механизм; *5* — валик; *6* — рукоятка

вижных контактов при переключении. При этом скорость перемещения подвижных контактов не зависит от частоты вращения рукоятки.

Конструкция аппаратов обеспечивает возможность коммутировать значительные токи в аппаратах сравнительно небольших габаритов, что достигается гашением дуги в закрытой камере, применением фибровых искрогасительных шайб, использованием двойного разрыва дуги в каждом полюсе (фазы) и значительной скоростью размыкания контактов.

Выключатель кнопочный типа ВК16-19-22152 предназначен для коммутации электрических цепей управления и сигнализации в устройствах напряжением до 220 В переменного тока и до 24 В постоянного тока. Он рассчитан для работы при температуре воздуха от +5 до +40 °С и относительной влажности воздуха до 95 % при температуре 20 °С. Выключатель имеет два замыкающих и два размыкающих контакта, толкатель с сигнальной лампой и электромагнитную фиксацию положения (самоудерживание).

Выключатель работает следующим образом (см. рис. 3.8, выключатель *SB1*): при нажатии на толкатель происходит прямое переключение контактов, включается электромагнит и фиксирует толкатель в нажатом положении. При отключении (разрыве цепи) электромагнита толкатель возвращается в начальное положение.

Выключатель применяется в схемах центральной сигнализации для съема звука в цепи сигнала о потере питания цепей центральной сигнализации. Последовательно с электромагнитом включается добавочный резистор для снижения напряжения на электромагните до 24 В.

Кнопки управления типа КЕ-011 (рис. 6.9) открытого исполнения предназначены для коммутации электрических цепей управления, сигнализации и защиты напряжением до 500 В переменного тока и до 220 В постоянного тока. Нормальная работа кнопок обеспечивается при температуре от —40 до +40 °С и относительной влажности воздуха до 90 % при 20 °С и до 50 % при +40 °С.

Кнопки крепятся в любом положении на металлических или изоляционных панелях и изготавливаются с толкателями черного, красного, зеленого, голубого и белого цветов с оперативными надписями: «Быстро», «Вперед», «Назад», «Стоп», «Пуск», «Вниз», «Вправо», «Влево», «Вверх». Кнопки имеют цилиндрический толкатель и один кнопочный элемент с контактной системой в трех исполнениях: либо два замыкающих контакта, либо один замыкающий и один размыкающий контакты, либо два размыкающих контакта.

Посты кнопочные типа ПКЕ предназначены для ручного управления электромагнитными аппаратами в цепях переменного тока напряжением до 500 В и постоянного тока до 220 В и рассчитаны для работы при температуре окружающего воздуха от —40 до +40 °С и относительной влажности 80 % при 20 °С и не более 50 % при 40 °С.

Кнопочные посты выпускаются с одним, двумя и тремя управляющими элементами, которые включают в себя толкатель и двухцепной кнопочный элемент с изолированными друг от друга контактными цепями. Толкатели могут быть грибовидной или цилиндрической формы и окрашены в разные цвета. На толкателях по заказу выполняются надписи: «Пуск», «Стоп», «Вперед», «Назад» и т. д. Контактные элементы могут выполняться в любой комбинации замыкающих и размыкающих контактов. Эластичный протектор защищает контакты кнопочного элемента от попадания пыли, воды и масла. Номинальный ток — 10 А. Ток, коммутируемый контактами в цепи постоянного тока 220 В с $\tau = 0{,}05$ с,— 0,33 А.

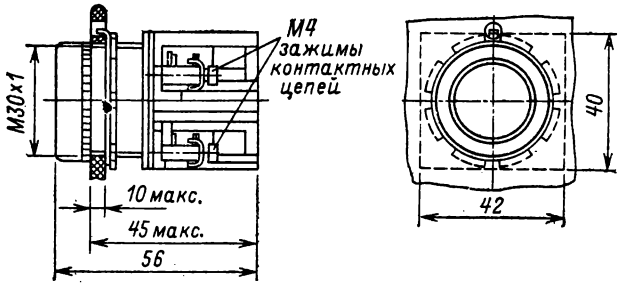


Рис. 6.9. Кнопка КЕ-011

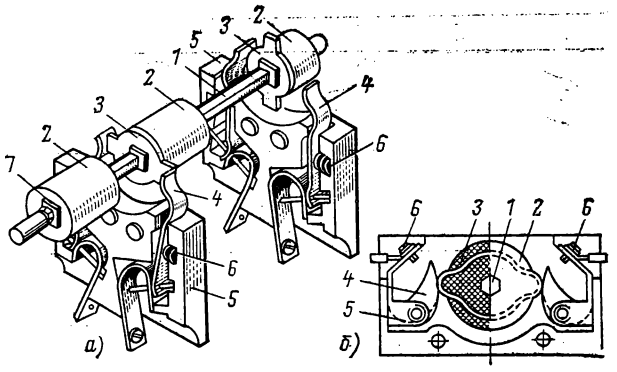


Рис. 6.10. Вспомогательные контакты:

а — вспомогательный контакт типа СБК; *1* — ось подвижной контактной системы (в местах ее насадки — ось квадратного сечения); *2* — пластмассовые втулки с выступом с одной стороны в форме квадрата; *3* — подвижные контактные пластины с квадратным отверстием для надевания на втулку; *4* — неподвижные контактные пластины; *5* — фарфоровые колодки, в которых укреплены неподвижные контакты; *6* — спиральные пружины, прижимающие неподвижные контакты к подвижным; *7* — гайки, стягивающие подвижную контактную систему (втулки, подвижные контакты); *б* — вспомогательный контакт типа КСА; *1* — шестигранная ось; *2* — шайба, насаженная на ось; *3* — медное кольцо с двумя полукруглыми выступами, запрессованное в шайбу; *4* — латунные контакты; *5* — стальные пружины, прижимающие латунные контакты к выступам медного кольца; *6* — зажимы для подключения жил кабелей (проводов).

Вспомогательные контакты типа СБК (сигнально-блокировочные) широко применяются в схемах управления и сигнализации воздушных выключателей и разъединителей и выпускаются в виде компактных выключателей на одну или несколько цепей.

Вспомогательный контакт СБК связан с контролируемым аппаратом при помощи переходной муфты или тяги: при переключении аппарата из одного положения в другое квадратная ось вспомогательного контакта поворачивается на 90° и соответственно поворачиваются его подвижные контакты (рис. 6.10, *а*), при этом контакт в положении *А* оказывается разомкнутым, а в положении *Б* — замкнутым. Такое положение контактов СБК в схемах управления и сигнализации принято как исходное.

Вспомогательные контакты типа КСА (рис. 6.10, *б*) применяются в схемах сигнализации масляных выключателей и разъединителей с ручными и пневматическими приводами. Конструкция этого вспомогательного контакта принципиально похожа на конструкцию вспомогательного контакта СБК. Благодаря шестигранному сечению оси, соединенной с приводом выключателя, латунные контакты располагаются под таким углом, при котором замыкание или размыкание цепи происходит при определенных положениях привода. Вспомогательный контакт в цепи отключающей катушки, замкнутый при включенном выключателе, должен разомкнуться после того, как выключатель начал отключаться, и замкнуться вновь в начале хода привода на включение. Вспомогательный контакт включающей катушки или включающего контактора, замкнутый при отключен-

ном выключателе, должен разомкнуться в конце хода привода на включение и замкнуться вновь в конце хода привода на отключение. Положение вспомогательных контактов в цепях сигнализации должно соответствовать положению выключателя после завершения операции.

Промежуточные двухпозиционные реле типов РП8 и РП11 постоянного тока и РП9 и РП12 переменного тока выполняются на номинальные напряжения 220, 110, 48 и 24 В постоянного тока и 220, 127 и 100 В переменного тока соответственно и могут работать при температуре окружающего воздуха от —20 до +40 °С.

Реле имеют две обмотки, включенные последовательно с блокирующими контактами. Благодаря этому напряжение может быть подано только на обмотку, подготовленную к действию. При подаче импульса на подготовленную обмотку якорь перекидывается и переключает контакты; контакт в цепи работающей обмотки размыкается и замыкается контакт в цепи другой обмотки, чем подготавливается возможность возврата реле в исходное положение.

Контактная система реле состоит из семи замыкающих и семи размыкающих контактов у реле РП8 и РП9 и одного размыкающего, одного замыкающего и двух переключающих контактов у реле РП11 и РП12, помимо контактов, занятых в цепях обмоток. Длительно допустимый ток контактов — 5 А.

Так как реле РП8 и РП11 выполнены на поляризованном принципе, при включении реле следует соблюдать полярность. Маркировка знака «+» дана у зажимов с задней стороны цоколя.

Двустабильное реле тока серий РТД11 и РТД12 (взамен реле импульсной сигнализации серии РИС) применяются в различных схемах аварийной и предупреждающей сигнализации в качестве аппарата, реагирующего на изменение тока в электрических цепях постоянного тока напряжением до 220 В или переменного тока напряжением до 220 В частотой 50 или 60 Гц.

Реле серии РТД11 предназначены для работы в цепях постоянного тока напряжением 48, 60, 110 и 220 В при температуре окружающего воздуха от —40 до +55 °С. Импульс тока срабатывания реле типа РТД11-01 — 0,05 А; реле типа РТД11-04 — 0,2 А. Количество принимаемых сигналов РТД11-01 — 30; РТД11-04 — 20. Последнее рассчитано на работу при напряжении повышенной пульсации и применяется на подстанциях, работающих на выпрямленном оперативном токе.

Реле серии РТД12 рассчитаны для работы в цепях переменного тока напряжением 110, 127 и 220 В при температуре окружающего воздуха от —40 до +55 °С. Импульс тока срабатывания реле типа РТД12-01 — 0,05 А; реле типа РТД12-02 — 0,12 А. Количество принимаемых сигналов реле серии РТД12 — 10. Коммутационная способность при постоянном напряжении 220 В не менее 0,15 А при $\tau=0{,}06$ с; при переменном напряжении 220 В — не менее 0,2 А при $\cos\varphi=0{,}4$.

Элементы реле: входной трансформатор тока, печатная плата с полупроводниковыми элементами, выходное реле, конденсаторы и резисторы — смонтированы на цоколе и защищены от внешних воздействий кожухом.

Аппаратура световой и звуковой сигнализации. Световая сигнализация положения коммутационных аппаратов выполняется с помощью сигнальной арматуры типа АС220, в которую встраиваются лампы накаливания типа Ц220-10 на напряжение 220 В, мощностью 10 Вт или СЦ21 на напряжение 110 В, мощностью 8 Вт; или типа АСКМ с коммутаторными лампами типа КМ60 на напряжение 60 В, мощностью 5 Вт. Арматура снабжена линзами со светофильтрами зеленого и красного цвета.

Арматура АС220 с белой линзой устанавливается на панелях автоматики и защиты для сигнализации срабатывания указательных реле. Она является общей для всех указательных реле, установленных на данной панели, и указывает дежурному на наличие сработавшего и невозвращенного в исходное положение указательного реле на этой панели.

Световые сигналы предупреждающей сигнализации выполняются с помощью двухламповых световых табло типа ТСБ с лампами Ц220-10 или СЦ21 и типа ТСКЛ с коммутаторными лампами. При загорании табло высвечивается текст надписи, нанесенный на вкладыше, размещенном за застекленной рамкой табло.

На блочных щитах управления, где из-за большого количества технологических сигналов применяется схема сигнализации с прерывистым свечением вновь поступившего сигнала, устанавливаются табло типа ТСС со встроенным электромагнитным реле и резистором. В табло устанавливаются две лампы типа СЦ21 (110 В, 8 Вт).

Звуковая аварийная и предупреждающая сигнализация осуществляется с помощью электроакустических сигнальных приборов. Для аварийной сигнализации используются ревуны, для предупреждающей — звонки. Применяются следующие типы аппаратов: ревуны РВ-I-24Г с фильтром на напряжение —24 В, РВ-I-110 на напряжение —110 В, РВ-I-220 на напряжение —220 В, РВ-II-127 на напряжение ~127 В, РВ-II-220 на напряжение ~220 В; звонки ЗВОФ24 с фильтром на напряжение 24 В и ЗВОФ220 на напряжение 220 В.

Указательное реле типа РУ1 применяется для указания срабатывания защит. Реле предназначено для работы в цепях постоянного тока напряжением 220, 110, 48, 24 и 12 В и переменного тока напряжением 110, 220 и 380 В, частотой 50 Гц при температуре окружающего воздуха от —50 до +55 °С. Реле работает на электромагнитном принципе с поворотным якорем. Реле выпускается с катушками тока или напряжения.

Реле имеет следующие данные:

номинальные токи 0,01; 0,016; 0,025; 0,05; 0,06; 0,08; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,5; 1,0; 2,5; 4,0 А — для постоянного тока; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,5; 1,0; 2,5 А — для переменного тока;

напряжение срабатывания не выше 70 % $U_{ном}$ постоянного тока и 80 % $U_{ном}$ переменного тока; ток срабатывания не более номинального тока;

время срабатывания не более 0,05 с;

катушки реле длительно выдерживают напряжение 110 % $U_{ном}$ или трехкратный номинальный ток;

коммутационная способность контактов при токе до 2 А в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой не менее 100 Вт, в цепи переменного тока (при $\cos\varphi \geqslant 0{,}5$) — 900 В·А при токе до 4 А.

При подаче на обмотку реле питающего напряжения указатель срабатывания изменяет цвет окна индикации с серебристо-белого на красный, являющийся индикатором срабатывания реле. При этом замыкающие контакты реле замыкаются, а размыкающие — размыкаются. При снятии питания с обмотки реле указатель срабатывания и контакты остаются в том же положении. Возврат реле в исходное положение производится вручную — нажатием кнопки указателя срабатывания.

Устройство отбора сигналов типа УОС — преобразователь электрических сигналов в дискретную информацию для автоматизированных и автоматических систем управления — предназначено для использования в схемах релейной защиты, автоматики, сигнализации с целью обеспечения возможности отображения фактической оперативной информации непосредственно в пунктах управления объектами. Оно исполняется в корпусе указательного реле с характеристиками обмоток, аналогичными указательным реле. В зависимости от исполнения обмоток устройства имеют модификации от УОС-01 до УОС-26, снабжаются двумя замыкающими контактами, возвращающимися в исходное положение при размыкании цепи обмотки устройства.

6.2. ПРИБОРЫ ЗАЩИТЫ И ИЗМЕРЕНИЯ

Испытательные блоки (БИ) представляют собой штепсельные разъемы на четыре (БИ4) или шесть (БИ6) цепей для работы при номинальном напряжении до 220 В постоянного тока и 250 В переменного тока частотой 50 и 60 Гц в стационарных электроустановках при температуре окружающего воздуха от 10 до 35 °С и относительной влажности до 80 %. Они рассчитаны на номинальные ток 6 А, напряжение 220 В и частоту 50 или 60 Гц, ток в течение 1 с 300 А, испытательное напряжение 2500 В.

Испытательные блоки предназначены для подключения устройств релейной защиты и автоматики и измерительных приборов ко вторичным цепям ТТ, ТН, а также к источникам и цепям оперативного тока.

Конструкции четырехполюсного (рис. 6.11) и шестиполюсного испытательных блоков идентичны. Шестиполюсный испытательный блок имеет две дополнительные пары контактных пластин и соответственно бо́льшую длину.

Испытательный блок состоит из следующих основных элементов: основания блока, рабочей, испытательной (ШК4 — штырь контактного разъема контрольный четырехполюсный, ШК6 — штырь контактного разъема контрольный шестиполюсный) и холостой (КХ4 — крышка холостая четырехполюсная, КХ6—крышка холостая шестиполюсная) крышек (последняя на чертеже не показана, она может быть получена путем отсоединения с помощью винта пластмассовой вставки *2* с контактными пластинами *3*).

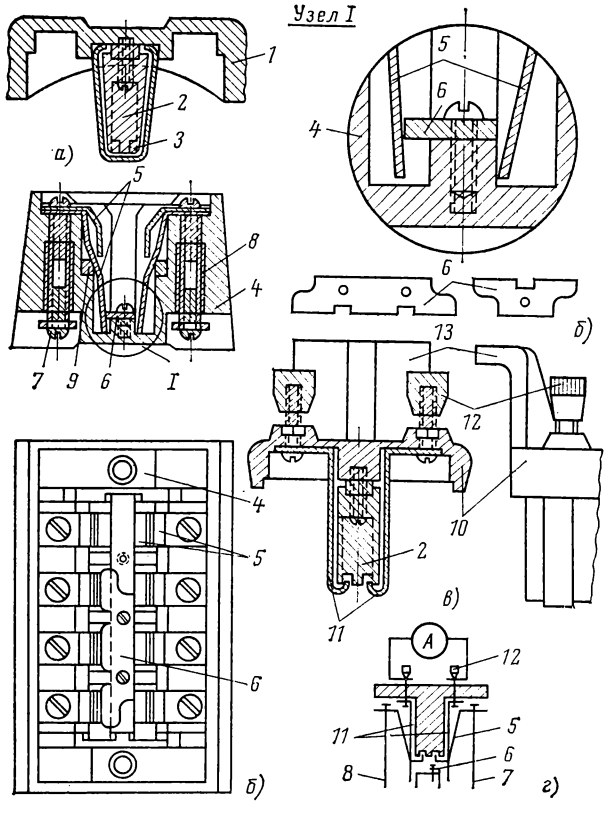


Рис. 6.11. Испытательный блок типа БИ-4:

а — рабочая крышка; *б* — основание (разрез и план) испытательного блока; *в* — испытательная крышка; *г* — схема испытательного блока с вставленной испытательной крышкой и подключенным амперметром; *1* — пластмассовый корпус; *2* — пластмассовая вставка; *3* — контактная пластина; *4* — корпус блока; *5* — сдвоенные главные контактные пластины; *6* — закорачивающая пластинка; *7* — зажимы для подключения вторичных цепей от ТТ или ТН или питающих цепей оперативного тока; *8* — зажимы для подключения устройств защиты или приборов; *9* — пружина; *10* — пластмассовый корпус крышки; *11* — контактные пластины; *12* — зажимы для подключения испытательных схем или измерительных приборов; *13* — захват крышки

Кроме указанных элементов, с каждым блоком поставляются контактные закорачивающие пластинки *6* разной длины. Эти пластинки привинчивают к низу (внутри) основания блока для замыкания между собой любых двух или более главных пластин основания блока (на рисунке — три левые пластины), при этом между этими пластинками и правыми главными пластинами остается достаточный разрыв. Закорачивающие пластинки могут быть привинчены с разворотом на 180°; в этом случае они замкнут между собой правые главные пластины и будут отделены промежутком от левых главных пластин.

Рабочая крышка в рабочем состоянии вставлена в основание испытательного блока. При этом каждая ее контактная пластина надежно замыкает между собой соответствующую ей пару сдвоенных главных контактных пластин основания блока, несколько раздвигая и в то же время размыкая их с закорачивающей пластинкой. В таком положении рабочей крышки осуществляется нормальная эксплутация блока с включенными реле и приборами, при этом блок с крышкой должен быть опломбирован.

Для перехода на другой режим работы, например проверки релейной защиты, рабочая крышка после снятия пломбы заменяется испытательной, при этом размыкаются все цепи, отсоединяются реле и приборы и одновременно автоматически закорачиваются пластинкой *6* токовые зажимы ТТ.

Особое внимание следует уделять правильности снятия и установки в основание блока рабочей и испытательной крышек, а именно: плавно и без перекосов. Нарушение этого правила приводит к закорачиванию пластин и в ряде случаев к серьезным авариям.

В случае длительного пребывания блока без рабочей или испытательной крышки основание блока закрывается холостой крышкой для защиты его от пыли, а токоведущих частей — от прикосновения. Холостая крышка окрашивается в отличительный цвет.

При установке БИ в шкафах ОРУ шкафы должны быть оборудованы подогревом. Выводы БИ допускают подключение к ним жил сечением 2,5—4 мм^2.

Учитывая имеющиеся аварийные случаи при эксплуатации БИ, рекомендуют проверять перед включением блоков правильность установки закорачивающих пластинок в основание блока; при установке испытательной крышки особо тщательно проверять собранную схему, обращая внимание на недопустимость разрыва цепей ТТ. Примеры включения БИ в схемы приведены на рис. 2.5, 9.6 и 9.7.

Обслуживание БИ заключается в периодическом осмотре и поджатии контактных винтов; проверке испытательным напряжением.

Автоматические выключатели типа АП50Б применяются для защиты вторичных цепей постоянного и переменного токов от токов при перегрузках и коротких замыканиях. Эти автоматические выключатели рассчитаны для работы при температуре окружающего воздуха не ниже —40 °С (без выпадения росы и инея). Они предназначены для работы в продолжительном режиме при номинальном напряжении до 500 В переменного тока, частотой 50 Гц (двух- и трехполюсные) и 220 В постоянного тока (двухполюсные) для нечастых (до шести в час) оперативных включений и отключений электрических цепей и для защиты их при перегрузках и токах КЗ.

Автоматические выключатели состоят из кожуха, контактной системы, дугогасительного устройства, механизма свободного расцепления и расцепителей.

Выключатели могут иметь контакты вспомогатель-

ной цепи, являющиеся самостоятельным узлом, связанным с траверсой главных контактов. Количество контактов вспомогательной цепи — один или два переключающих. Благодаря механизму свободного расцепления автоматическое отключение при перегрузках и КЗ происходит независимо от положения кнопки в этот момент. Нормально положение кнопки определяет положение контактов автоматического выключателя: при включенном положении кнопка утоплена, при отключенном — выступает из крышки.

В зависимости от назначения автоматического выключателя в нем устанавливают различные расцепители. Номинальные токи максимальных расцепителей: 1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 50 и 63 А.

Электромагнитный максимальный расцепитель предназначен для защиты от токов КЗ, он состоит из электромагнита, притягивающего якорь при токах, превышающих уставку на ток срабатывания, вследствие чего происходит мгновенное отключение автоматического выключателя.

Электромагнитные расцепители имеют следующие номинальные уставки тока мгновенного срабатывания (отсечки): $3{,}5I_{ном}$ и $10I_{ном}$. Автоматический выключатель поставляется с отсечкой, имеющей по заказу любую из двух уставок.

Тепловой максимальный расцепитель тока предназначен для защиты цепи от токов перегрузок и КЗ. Основным элементом расцепителя служит биметаллическая пластинка. Нагреваясь проходящим через нее током, она изгибается, освобождая защелку, что приводит к срабатыванию автоматического выключателя с выдержкой времени, имеющей обратную зависимость от тока.

Токи тепловых расцепителей можно регулировать в условиях эксплуатации поворотом рычага от номинального значения до 0,6 номинального с допустимым отклонением по току ±25 % для любого положения.

Автоматический выключатель допускает повторное включение через 2 мин после отключения его тепловым расцепителем.

Автоматические выключатели выпускаются также с дополнительными расцепителями (встроенными в выключатель вместо одного из электромагнитных расцепителей):

с расцепителем минимального напряжения 110, 127, 220, 380, 400 и 415 В переменного тока, 50 Гц;

с расцепителем максимального тока в нулевом проводе (начиная с номинального тока фазных расцепителей 16 А), при этом ток продолжительного режима в нулевом проводе не должен превышать 60 % номинального тока фазы;

с расцепителем дистанционного отключения с питанием отключающей катушки расцепителя от сети 110, 127, 220, 230, 240, 380, 400, 415, 440 В переменного тока, частотой 50 Гц.

Комбинированные расцепители состоят из электромагнитного и теплового расцепителей и осуществляют защиту как от токов КЗ, так и от токов перегрузок.

Выключатели без расцепителей являются неавтоматическими выключателями. Потребление мощности автоматическим выключателем составляет 7 Вт на каждый полюс. Зажимы главных контактов АП50Б допускают подключение медных и алюминиевых жил проводов (кабелей) сечением до 6 мм², а также медных проводов (кабелей) сечением до 16 мм² и алюминиевых до 25 мм² с помощью кабельных наконечников.

В условиях эксплуатации автоматические выключатели периодически осматриваются. Частичная проверка аппаратов проводится не реже 1 раза в два года.

Промежуточное реле типа РП252 предназначено для работы в цепях постоянного тока напряжением 220, 110, 48 и 24 В при температуре окружающего воздуха от —20 до +40 °С. Реле применяется в схемах защиты и автоматики в случаях, когда требуется замедление реле при возврате (рис. 6.12).

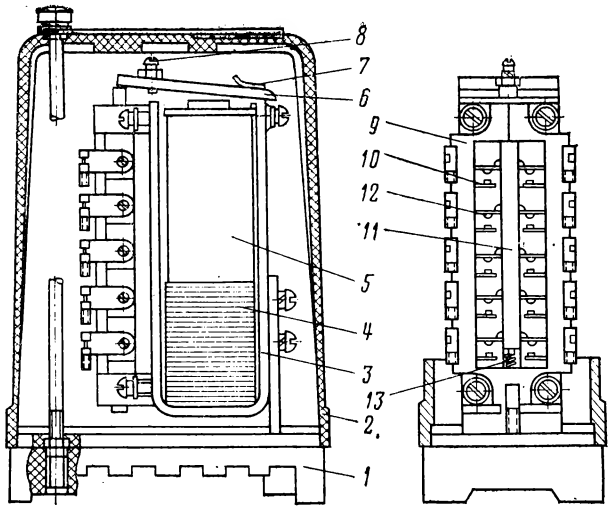


Рис. 6.12. Промежуточное реле типа РП-252:

1 — цоколь; *2* — кожух; *3* — электромагнит; *4* — медные шайбы; *5* — обмотка; *6* — якорь; *7* — скоба для крепления якоря к электромагниту; *8* — регулировочный винт якоря; *9* — колодка; *10* — неподвижные контакты на колодке; *11* — подвижной шток; *12* — контакты на штоке; *13* — возвратная пружина

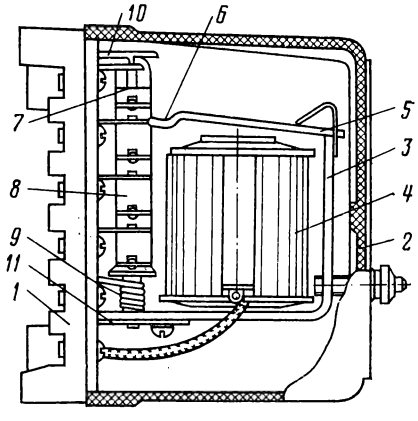


Рис. 6.13. Промежуточное реле РП-23:

1 — цоколь; *2* — кожух; *3* — электромагнит; *4* — обмотка; *5* — якорь; *6* — хвостовик якоря; *7* — неподвижные контакты; *8* — подвижная контактная система; *9* — возвратная пружина; *10* — упор; *11* — регулировочные пластины

Реле имеет следующие данные: длительно допустимый ток замыкания контактов не менее 5 А; напряжение срабатывания не более 70 % $U_{ном}$; потребляемая мощность при $U_{ном}$ не более 7 В·А; реле выдерживает длительно напряжение $1{,}1U_{ном}$.

Промежуточное реле типа РП23 предназначено для работы в цепях постоянного тока напряжением 220, 110, 48 и 24 В при температуре окружающего воздуха от —20 до +40 °С. Реле применяется в схемах защиты и автоматики (рис. 6.13).

Реле имеет следующие данные: длительно допустимый ток замыкания контактов не менее 5 А; напряжение срабатывания при температуре (20±5) °С не более 70 % $U_{ном}$; напряжение возврата не менее 3 % $U_{ном}$; время срабатывания при номинальном напряжении не более 0,06 с; потребляемая мощность не более 6 В·А; реле выдерживает длительно напряжение $1{,}1U_{ном}$.

Промежуточное реле серий РП16, РП17 и РП18 предназначены для применения в схемах релейной за-

щиты и автоматики напряжением до 250 В постоянного и переменного тока.

Реле работает при температуре окружающего воздуха от —40 до +55 °С.

Реле имеют большое количество модификаций и в дальнейшем заменят применяемые в настоящее время промежуточные реле типов РП23, РП25, РП251, РП252, РП256, РП232, РП233, РП255, а также серии РП220.

Реле серии РП16 — незамедленные, с временем включения не более 50 мс, имеют следующие исполнения: с включающей катушкой постоянного тока напряжением 12, 24, 48, 110, 220 В или на ток 0,5; 1; 2; 4; 8 А; с включающей катушкой переменного тока напряжением 100, 127, 220, 380 В; с удерживающими обмотками постоянного тока или напряжения или без них; с контактной системой, имеющей не более шести контактов.

Реле типов РП16-1 и РП16-7 заменяют соответственно реле типов РП23 и РП25; реле типов РП16-2, РП16-3, РП16-4 — соответственно реле типов РП232, РП233, РП255.

Реле серии РП17 — незамедленные, с временем включения не более 11 мс; с включающей катушкой постоянного тока напряжением 24, 48, 110, 220 В; с удерживающими обмотками тока или без них; с контактной системой, имеющей не более четырех контактов. Реле серии РП17 заменяют реле серии РП220.

Реле серии РП18 с полупроводниковой схемой замедления до 0,25 с при включении или до 2 с при отключении имеют следующие исполнения: с включающей катушкой постоянного тока напряжением 24, 48, 110, 220 В или на ток 0,5; 1; 2; 4; 8 А; с включающей катушкой переменного тока напряжением 100, 127, 220 В; с удерживающими обмотками постоянного тока или напряжения или без них; с контактной системой, имеющей не более шести контактов.

Регулирование времени замедления реле — плавное и осуществляется с помощью резистора, расположенного на печатной плате блока замедления. Поворотом движка по часовой стрелке производится увеличение, а против часовой стрелки — уменьшение времени замедления реле. Реле типа РП18-1 заменяет реле РП251; реле типа РП18-6 заменяет реле типа РП252.

Напряжение срабатывания всех реле — не более $0{,}8U_{ном}$; ток срабатывания — не более $0{,}8I_{ном}$; напряжение возврата — не более $0{,}05U_{ном}$; потребляемая мощность — 3,5—6 Вт на постоянном токе и 8—10 В·А на переменном токе. Номинальное напряжение контактов 24—220 В.

Режим работы обмоток тока — кратковременный: включающей обмотки — 3 с при токе $3I_{ном}$, удерживающих обмоток — 10 с при токе $2I_{ном}$. Наименьший рабочий ток, коммутируемый контактами при напряжении 24 В, составляет 0,05 А.

Контакты реле обеспечивают включение трех параллельно соединенных электромагнитов типа ВВ-400-15, применяемых для включения и отключения высоковольтных воздушных выключателей, каждый из которых потребляет ток 13,5 А в форсировочном режиме. Отключение электромагнитов осуществляется вспомогательными контактами выключателя.

Измерительные преобразователи в последние годы широко применяются на энергетических объектах для измерения тока, напряжения и мощности путем линейного преобразования их в цепях переменного тока в унифицированный выходной сигнал постоянного тока, линейно изменяющийся в интервале от 0 до 5 мА при изменении измеряемого параметра от 0 до его номинального значения в данной цепи.

Для измерения переменного тока применяют преобразователь типа Е842. Номинальные значения входных сигналов 0,5; 1,0; 2,5 и 5 А, т. е. преобразователь может быть подключен к ТТ со вторичным током 1 или 5 А. Если преобразователь используется для подключения показывающего прибора, а ТТ по каким-либо условиям выбран с первичным током, намного превышающим номинальный ток объекта (например, на электродвигателях 6—10 кВ по условиям динамической и термической стойкости или на трансформаторах по требованиям релейной защиты, подключаемой к этому же ТТ), то стрелка показывающего амперметра будет отклоняться не более чем до половины шкалы. В таких случаях следует выбирать измерительный преобразователь с входным сигналом, равным половине номинального вторичного тока ТТ ($I_{вх}$=0,5 А при ТТ со вторичным током 1 А и $I_{вх}$=2,5 А при ТТ со вторичным током 5 А). При этом вторичный показывающий прибор, подключаемый к выходу преобразователя, должен выбираться со шкалой, соответствующей номинальному току объекта, но не трансформатора тока.

Для измерения переменного напряжения используется преобразователь типа Е825. Диапазоны входного сигнала: 0—125 В, 75—125 В.

Для измерения активной мощности на генераторах блока, рабочих трансформаторах питания РУ СН 6 кВ, вводах резервного питания секций РУ СН 6 кВ применяются преобразователи типа Е748. Они имеют номинальный входной сигнал тока 5 А, напряжения 80—120 В.

Для измерения активной и реактивной мощности применяются преобразователи типа Е849. На выходе преобразователя образуются два гальванически не связанных унифицированных выходных сигнала постоянного тока.

Диапазон выходного сигнала от —5 до +5 мА. Для преобразователей Е825, Е849 должно предусматриваться питание от сети переменного тока напряжением 220 В. Отдельные модификации преобразователя Е849 рассчитаны на питание от измерительных цепей ТН. Унифицированный выход позволяет использовать эти преобразователи для ввода непрерывной информации в ЭВМ о параметрах объекта.

В качестве сумматора активной или реактивной мощности, вырабатываемой всеми агрегатами электростанции, применяется суммирующий измерительный преобразователь типа Е831, выпускаемый на десять и пять входов. Для него также должно предусматриваться питание от сети переменного тока напряжением 220 В.

Потребляемая мощность измерительного преобразователя от источника питания при номинальном напряжении источника питания не превышает 10 В·А.

На рис. 6.14 приведена схема измерения активной и реактивной мощностей генераторов электростанции с применением измерительных преобразователей.

Обслуживание измерительных преобразователей заключается в выполнении профилактических и плановых осмотров и ремонтов. Профилактические проверки и осмотры производятся не реже 1 раза в 3 мес. При этом проверяются состояние заземляющего соединения, отсутствие механических повреждений и затяжка зажимов; удаляются пыль и грязь.

В программу плановой проверки входит проверка состояния изоляции мегаомметром 500 В в течение 1 мин.

Аналоговые сигнализирующие контактные приборы (АСК) со специальной конструкцией измерительного механизма и узкопрофильным корпусом дают возможность намного уменьшить габаритные размеры приборов, вследствие чего они занимают в 5 раз меньше места на щите, чем обычные щитовые приборы, сохраняя при этом длину шкалы без ухудшения качества отсчета. Эти приборы удобно группируются, облегчая взаимное сопоставление контролируемых параметров, и могут встраиваться в мнемосхемы. Это дает возможность в ряде случаев отказаться от щитов, сосредоточивая всю информацию на пультах, что улучшает обозреваемость и облегчает работу оператора (рис. 6.15).

С помощью расположенных за шкалой прибора спе-

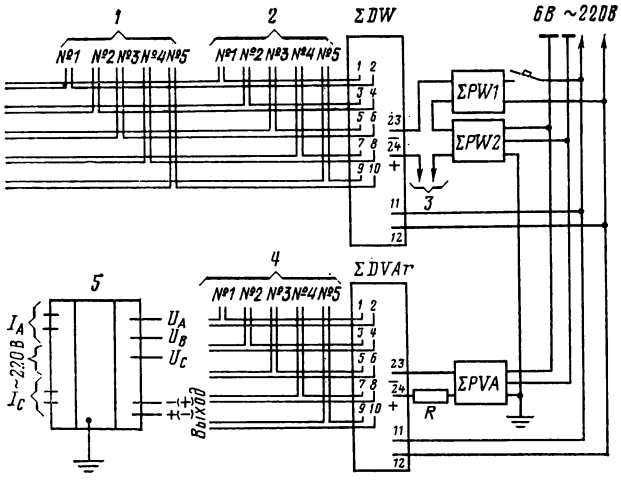


Рис. 6.14. Схема измерения активной и реактивной мощностей генераторов электростанции с применением измерительных преобразователей:

1 — к ЭВМ; *2* — к ваттметру на ЦЩУ; *3* — к цепям телеизмерения; *4* — к вармегру на ЦЩУ; *5* — измерительный преобразователь типа Е-748; ΣDW и $\Sigma DVAr$ — датчики суммарной активной и реактивной мощностей; $\Sigma PW1$ — регистрирующий ваттметр суммарной активности мощности; $\Sigma PW2$ и ΣPVA — ваттметр и варметр суммарной активной и реактивной мощностей

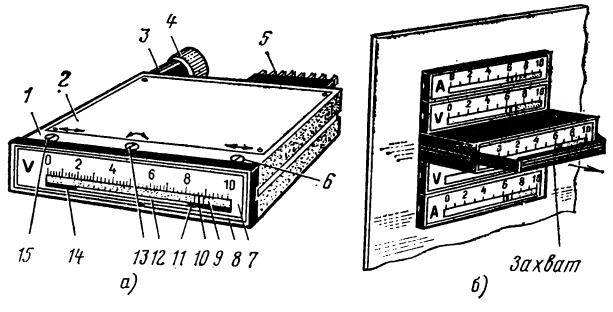


Рис. 6.15. Узкопрофильный прибор горизонтального исполнения типа АСК:

а — общий вид; *б* — монтаж на панели; *1* — корпус литой алюминиевый; *2* — крышка; *3* — патрон для лампы с фокусирующим цоколем; *4* — крышка патрона; *5* — штепсельный разъем; *6* и *15* — регуляторы светофильтров; *7* — шкала; *8* — наличник шкалы из стекла и рамки; *9* — прозрачный матовый экран; *10* — световой указатель; *11* и *14* — светофильтры; *12* — прозрачная полоса под экраном; *13* — корректор

циальных цветных светофильтров при выходе контролируемого параметра за установленные пределы у светового указателя автоматически изменяется цвет (например, на красный или зеленый). Использование этого свойства в качестве дополнительного источника информации существенно облегчает наблюдение за показаниями приборов, так как оператор, взглянув на группу приборов, сразу замечает и определяет, какие параметры отклонились от нормы.

При необходимости приборы снабжаются фоторезисторами, устанавливаемыми вместе со светофильтрами таким образом, чтобы световой указатель при отклонении за заданные пределы осветил резисторы, которые с помощью внешних релейных устройств дают возможность включить дополнительную сигнализацию (например, звуковую) или осуществить автоматическое регулирование контролируемого процесса.

В корпусе приборов размещены измерительный механизм (магнитоэлектрический, электромагнитный или ферродинамический в зависимости от измеряемой величины), подвижная часть которого снабжена зеркалом, оптическая система и элементы измерительной схемы. В патроне помещается лампа мощностью 3 Вт с фокусирующим цоколем типа ОП6-3, обеспечивающая яркое освещение указателя. Питание ламп прибора производится от любого источника постоянного или переменного тока напряжением 5—6 В. Подключение измерительной цепи, питание осветительной лампы и соединение с добавочными устройствами производятся с помощью штепсельного разъема.

Каждый прибор имеет следующие модификации: А — указывающий, С — сигнализирующий, К — трехпозиционный контактный, КП — двухпозиционный с правым контактом, КЛ — двухпозиционный с левым контактом.

Приборы работают при температуре окружающего воздуха от —30 до +50 °С и относительной влажности 90 % при 30 °С.

Групповая сигнализация применяется в случае необходимости иметь, кроме световой сигнализации, дополнительную, например звуковую, контролирующую параметры нескольких приборов и сигнализирующую о выходе их за установленные для них пределы. С этой целью подключают группу узкопрофильных приборов к блоку сигнализации, при этом фоторезисторы приборов подключаются параллельно на вход блока так, что, если световой указатель любого из приборов осветит фоторезистор, это вызовет срабатывание блока и включение дополнительного сигнала.

В схему групповой сигнализации могут быть включены любые находящиеся на щите приборы. Помимо сигнализации о выходе контролируемой величины за установленные пределы возможно автоматическое ее регулирование.

Многоканальные приборы на три, четыре или восемь каналов предназначены для одновременного контроля параметров, имеющих одинаковый диапазон измерения в различных точках объекта или в нескольких объектах. Приборы выпускаются на следующие пределы измерения: 1; 1—0—1; 5—0—5; 20; 20—0—20 мА; 1; 1—0—1; 10—0—10 В.

Основой многоканальных приборов являются модули. Каждый модуль содержит четыре самостоятельных измерительных механизма с общей лампой и общей оптической системой.

В случае необходимости из модулей может быть собран прибор с любым числом каналов. Световые указатели образуют на шкале график, что облегчает сопоставление измеряемых параметров.

Многоканальные приборы занимают в 2 раза меньшую площадь на щитах, чем равное по числу каналов количество узкопрофильных приборов.

Многоканальные приборы типа АСК (от 1 до 12 шкал) со световым указателем могут найти применение в контрольных пультах и щитах. В частности, с их помощью можно производить контроль «по вызову» различных параметров, измеряемых с помощью датчиков с унифицированным выходом постоянного тока (рис. 6.16).

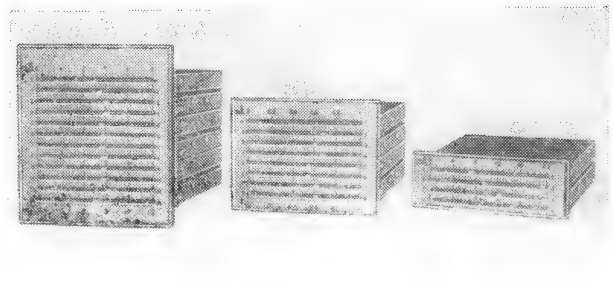


Рис. 6.16. Многоканальные приборы АСК

6.3. КОНТАКТНАЯ АРМАТУРА

Наборные зажимы серии ЗН24, устанавливаемые в настоящее время на низковольтных комплектных устройствах щитостроительными заводами, используются для присоединения жил контрольных кабелей (проводов) из меди и алюминия к комплектным устройствам (панелям, шкафам, ящикам) в электрических цепях переменного тока напряжением от 6 до 660 В и постоянного тока напряжением от 6 до 440 В. Специальные зажимы (измерительные и разъединительные) предназначены для работы в электрических цепях переменного тока напряжением до 380 В и постоянного тока напряжением до 220 В. Зажимы обеспечивают работу при температуре окружающего воздуха до 55 °С и относительной влажности не более 80 % при 20 °С и при более низких температурах без конденсации влаги. Место их установки должно быть защищено от непосредственного воздействия солнечной радиации, от попадания токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров, а также они не должны подвергаться резким толчкам и ударам.

Зажимы изготавливаются на номинальные токи от 6,3 до 630 А. Зажимы на токи от 6,3 до 100 А имеют одинаковые установочные размеры и устанавливаются на одну рейку. Зажимы на токи до 25 А по своему назначению имеют следующие исполнения: проходные, мостиковые, измерительные и разъединительные.

Проходной зажим с выводами «винт—винт» (рис. 6.17) состоит из изоляционного корпуса *1*, контактного узла, в который входят контактная пластина *2*, винты *3*, скобы *4*. В корпусе *1* имеется паз для установки маркировочной бирки *5*. Проходной зажим служит для передачи тока: от жилы контрольного кабеля, подходящего извне к комплектному устройству; к проводу, отходящему от зажима аппарата (прибора); между жилами разных контрольных кабелей (транзитные цепи); между двумя проводами от аппаратов, установленных в разных местах устройств. Жилы проводов вводятся под скобы *4* и зажимаются винтами *3*. Зажимы крепятся к рейке с помощью хвостовой части, имеющей скобу *6* и пружину *7*.

Проходные зажимы на токи 40—630 А крепятся к рейке с помощью хвостовой части, имеющей прорезь (отверстие) под винт.

Мостиковый зажим с выводами «винт—винт» (рис. 6.18) состоит из тех же элементов конструкции, что и проходной зажим (см. рис. 6.18). Мостиковый зажим служит для присоединения токопроводящих мостиков различного вида. Они применяются для объединения в общую точку трех и более присоединений. Для электрического соединения зажимов между собой применяются перемычки на два зажима, устанавливаемые через стенку корпусов мостиковых зажимов и крепящиеся к ним винтами.

Проходные и мостиковые зажимы на токи до 16 А изготавливаются также с выводами «винт—пайка», «пайка—пайка» и отличаются тем, что вместо контактного узла в корпусе установлены две контактные пластины с соответствующими выводами.

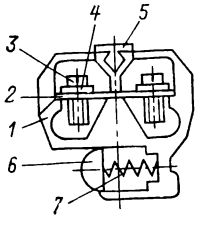


Рис. 6.17. Зажим проходной

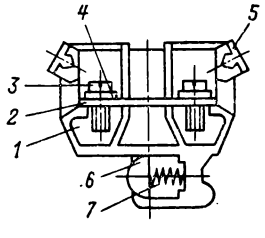


Рис. 6.18. Зажим мостиковый

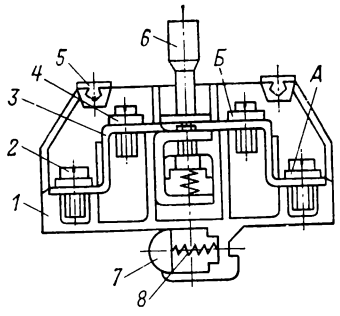


Рис. 6.19. Зажим измерительный

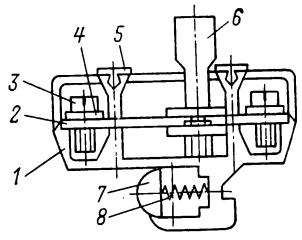


Рис. 6.20. Зажим разъединительный

Измерительный зажим (рис. 6.19) предназначен для присоединения измерительных приборов к токовой цепи, а также для соединения различных участков цепей ТТ и создания возможности проведения испытаний в этих цепях без разрыва цепи.

Зажим состоит из изоляционного корпуса *1*, двух контактных узлов, состоящих из винтов *2* и скоб *3*, *4*. В корпусе имеются пазы для установки маркировочных бирок *5*. Зажим имеет дополнительную скобу *7* и пружину *8*, с помощью которых осуществляется установка их на рейку. Жилы проводов вводятся под скобу *4* зажима *А* и зажимаются винтами *2*.

Зажимы *Б* каждого контактного узла используются для подсоединения измерительного прибора. В зажиме предусмотрен узел размыкания, имеющий изолированный винт *6*, который вывертывается и вынимается из зажима только после подсоединения измерительного прибора. После окончания измерений в токовой цепи необходимо сначала установить в зажим винт *6* и завернуть его до отказа и только после этого можно отсоединить измерительный прибор.

Разъединительный зажим (рис. 6.20) предназначен для размыкания обесточенной электрической цепи без отсоединения проводников. Разъединительные зажимы применяются:

в цепях напряжения для удобства эксплуатации;

в цепях разводки оперативного тока «+» и «—» для отыскания земли, в цепях включения и отключения, идущих непосредственно к приводу выключателя;

для подключения цепей сигнализации панели (блока) к общим шинкам; в этом случае обеспечивается возможность поочередного отключения присоединений при отыскании земли;

в выходных цепях релейной защиты, если в них не предусмотрены накладки;

в индивидуальных цепях сигнализации и телесигнализации, идущих непосредственно к панели сигнализации.

Зажимы состоят из изоляционного корпуса *1*, двух контактных узлов, состоящих из контактных пластин *2*, винтов *3* и скоб *4*. В корпусе имеются пазы для установки маркировочных бирок *5*. Скоба *7* и пружина *8* име-

ют то же назначение, что и в измерительном зажиме. Жилы проводов вводятся под скобы *4* и зажимаются винтами *3*

Для размыкания цепи предусмотрен узел размыкания, имеющий изолированный винт *6*, который вывертывают (примерно на один оборот), узел размыкания сдвигают вправо до упора и винт *6* закручивают. Замыкание цепи производится в обратном порядке.

При установке на рейку необходимый набор зажимов закрепляется с обеих сторон прижимными скобами.

До настоящего времени применялись зажимы нормальные типа КН-3М (зажим нормальный, номер разработки 3, модернизированный), соединительные типа КС-3М и испытательные типа КИ-4М, аналогичные по назначению расмотренным выше исполнениям зажимов серии ЗН24.

Профилактический контроль зажимов должен производиться совместно с профилактическим контролем аппаратуры (оборудования). При этом нужно очистить зажимы от пыли и грязи сжатым воздухом, обратить внимание на целость корпусов и проверить затяжку винтовых соединений. Состояние изоляции проверяется не реже 1 раза в год.

6.4. РАЗМЕЩЕНИЕ АППАРАТУРЫ ВТОРИЧНЫХ УСТРОЙСТВ НА ПАНЕЛЯХ, КОНСТРУКЦИИ И ТИПЫ ПАНЕЛЕЙ

Аппаратура схем управления, защиты, сигнализации, измерения размещается на различных щитовых комплектных устройствах (УК) в зависимости от ее назначения: аппаратура управления и сигнализации — на пультах или панелях управления, которые устанавливаются так, чтобы быть доступными обзору дежурного; релейная аппаратура — на панелях защиты и автоматики, которые устанавливаются либо за панелями управления, либо в отдельном помещении — релейном щите.

Аппаратура управления и защиты объектов, управление которыми не выносится на щит управления, размещается в местных шкафах (аппаратура управления — на двери шкафа, а защиты и автоматики — внутри, на задней стенке шкафа) или в релейных отсеках РУ (например, в релейных отсеках шкафов КРУ или КРУН 6—10 кВ или в релейных блоках силовых панелей 0,4 кВ).

В ОРУ аппараты вторичных цепей размещаются в закрытых ящиках и шкафах наружной установки, конструкция которых обеспечивает защиту от попадания в шкаф атмосферных осадков. Эти шкафы и ящики входят в комплектную поставку заводов-изготовителей электрических аппаратов первичных цепей (агрегатные шкафы управления воздушных выключателей, приводы масляных выключателей, двигательные приводы разъединителей и др.) или поставляются отдельно и размещаются рядом с аппаратами первичных цепей (ящики зажимов, ящики аппаратуры цепей обогрева масляных выключателей, ящики управления разъединителями).

На панелях и пультах управления пластмассовыми полосками наносят мнемоническую схему — упрощенную однолинейную схему основных элементов станции или подстанции. На каждой панели или пульте управления наносится тот участок однолинейной схемы, элементы которого управляются с этой панели или пульта. Ключ управления выключателем разрезает мнемоническую схему в том месте, где должен находиться выключатель. Шины, генератор, трансформатор и другое оборудование изображаются в мнемонической схеме принятыми по системе ЕСКД условными графическими обозначениями. Участки разных напряжений показываются полосками разного цвета.

В верхней части панели управления в утопленном исполнении устанавливаются измерительные приборы, под ними — световые табло предупреждающей сигнализации. В средней части панели на уровне, удобном для оператора, на мнемонической схеме устанавливаются ключи, кнопки и лампы сигнализации положения управляемых аппаратов.

На панели реле защиты или автоматики указательные реле, испытательные блоки, переключающие устройства устанавливаются в нижней части панели, но не ниже 425 мм от уровня пола до оси аппарата. Под каждым аппаратом на панели реле помещают надпись в рамке с позиционным обозначением аппарата по схеме.

На УК могут размещаться аппараты схем одной или нескольких проектных функциональных групп. По возможности аппараты разных проектных групп должны группироваться по вертикальным осям.

При компоновке панелей следует учитывать наличие удобных и менее удобных зон работы по высоте панели. Нормальные щитовые приборы рекомендуется устанавливать на высоте 1,2—2,2 м от уровня пола; приборы большой точности или с мелкой шкалой — не более 1,8 м от уровня пола; регистрирующие приборы — на высоте 0,6 — 2 м от уровня пола до оси прибора; счетчики — на высоте 1,4—1,7 м от уровня пола до коробки зажимов.

Аппараты оперативного управления (автоматические выключатели, переключатели, кнопки) должны устанавливаться на высоте не выше 1,8 м и не ниже 0,6 м от уровня пола. Аппараты, требующие регулировки (реле времени, реле напряжения и т. п.), рекомендуется устанавливать на удобной для обслуживания высоте (1,8—0,6 м). Резисторы, выпрямители, трансформаторы питания ламп приборов АСК устанавливаются на задней стороне панели.

Допустимые приближения аппаратов, размещаемых на панелях, к краю панели и друг к другу регламентируются щитостроительными

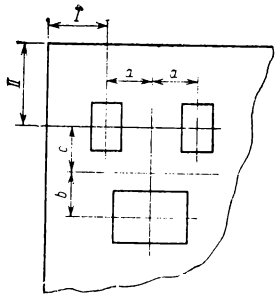


Рис. 6.21. Допустимые расстояния аппаратов от края панели и друг от друга

заводами и определяются габаритными размерами, конструктивными особенностями аппаратов и удобствами монтажа и эксплуатации. Для наиболее часто применяемых аппаратов допустимые приближения приведены в табл. 6.1 с пояснениями на рис. 6.21.

Таблица 6.1. **Допустимые приближения аппаратов к краю панели и друг к другу**

Тип аппарата	Габаритные размеры, мм	I	*a*	*b*	*c*	II
РТ40, РН50	121×66	120	70	90	90	200
РВ100, РВ200	144×96	120	70	90	90	200
РП23, РП255	126×66	120	65	90	90	200
АП50Б	138×102	100	60	120	120	—
ПМО	72×72	130	50	65	65	—
БИ6	151×70	130	80	75	75	—
ТСБ	110×45	120	57,5	70	70	—
САЗУ	295×173	124	92	140	200	

Панели щитов управления и релейных щитов изготавливаются на заводах и имеют стандартные размеры и конструкцию. В настоящее время применяются два различных способа изготовления стальных конструкций для щитовых устройств: гнутые конструкции, изготавливаемые из стальных листов (металлоконструкции панелей типов ПС-3 — ПС-7, ПСБ-1—ПСБ-4 и пультов ПРР и ПРП), и каркасно-реечные конструкции, которые представляют собой каркас из гнутого перфорированного профиля с набором горизонтальных уголков, вертикальных реек шириной 25 и 40 мм и планшетов (металлоконструкции серии ПКР).

Панели на металлоконструкциях ПС-3 — ПС-7, ПСБ-1, ПСБ-2 (рис. 6.22, *а*, табл. 6.2) используются для щитов управления и релейных щитов. Панели специальные блочные на металлоконструкциях типов ПСБ-3, ПСБ-4 (рис. 6.22, *б*) применяются для щитов управления блочных электростанций. В верхней части панелей ПСБ-3, ПСБ-4 располагаются два планшета, на которых выполняется мнемоническая схема и устанавливается аппаратура сигнализации технологического процесса блока станции. Планшеты расположены наклонно, под углом 15° к плоскости панели.

Рояльные радиальные пульты типа ПРР и прямые типа ПРП (рис. 6.22, *в*, табл. 6.2) при-

Таблица 6.2. **Размеры пультов и панелей на гнутых металлоконструкциях (рис. 6.22)**

Тип металлоконструкции	*L*, мм	*B*, мм	*H*, мм	L_1, мм
ПСБ-1, ПСБ-2	1100	800	2400	—
ПС-3, ПС-7	900	800	2400	—
ПС-4, ПС-6	800	800	2400	—
ПС-5	800	550	2400	—
ПРР-2	828	1250	1200	955
ПРР-4	918	1250	1200	1003
ПРП-10	1100	1250	1200	1100

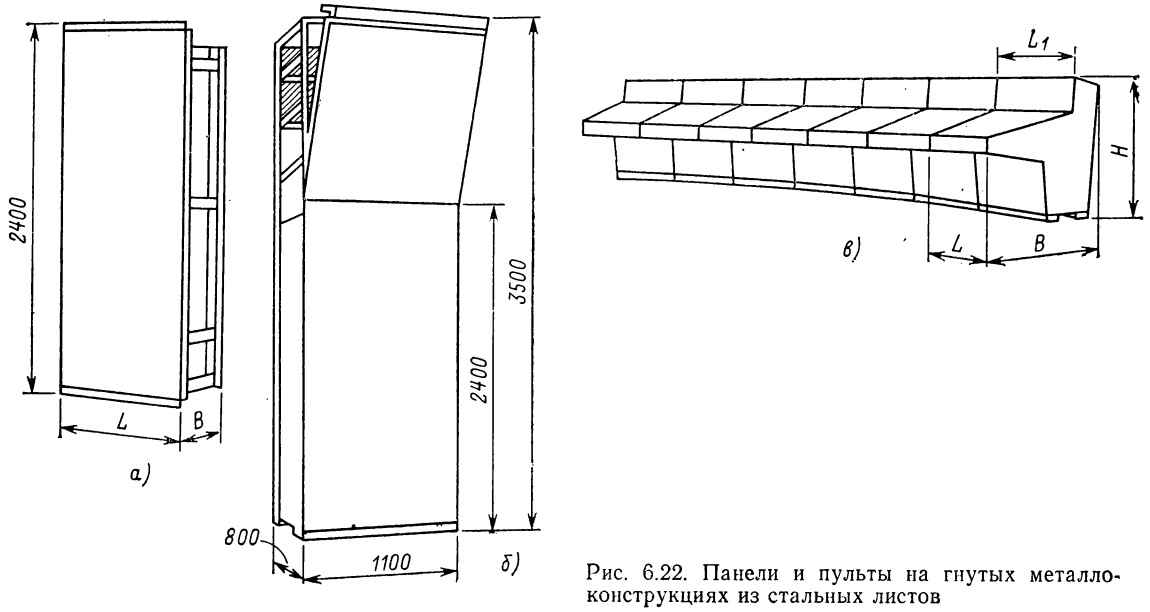


Рис. 6.22. Панели и пульты на гнутых металлоконструкциях из стальных листов

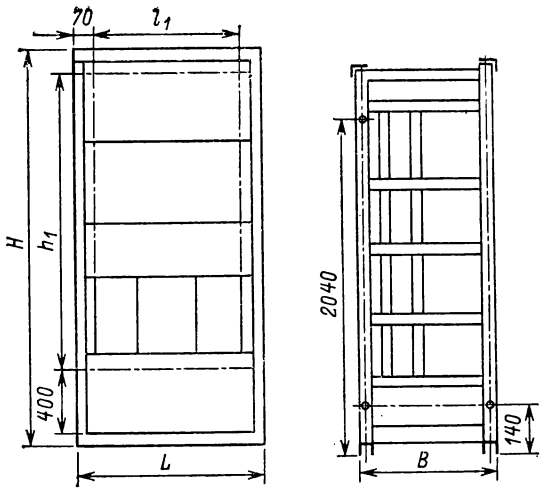


Рис. 6.23. Металлоконструкция панели типа ПКР-2-0-2

меняются для щитов управления тепловых электростанций.

На столешнице пульта устанавливается аппаратура управления и сигнализации, выполняется мнемосхема присоединения генератора или блока генератор — трансформатор к шинам, на вертикальной части пульта устанавливаются измерительные приборы.

Панели серии ПКР (рис. 6.23, табл. 6.3) изготавливаются следующих типов:

Таблица 6.3. **Размеры панелей серии ПКР (рис. 6.23)**

Тип панели	Размеры панели, мм			Размеры зоны установки аппаратуры, мм	
	H	L	B	h_1	l_1
ПКР-1-0-1	2200	800	550	1700	540
	2400	800	550	1750	540
ПКР-1-1-1	2200	800	550	1700	540
	2400	800	550	1750	540
ПКР-2-0-1	2200	800	550	1700	700
	2400	800	550	1750	700
ПКР-2-0-2	2200	800	800	1700	660
	2200	900	800	1700	726
	2200	1100	800	1700	924
	2400	800	550	1750	660
	2400	900	800	1750	726
	2400	1100	800	1750	924

ПКР-1-0-1 — панель каркасно-реечная, одностороннего обслуживания, без двери, с установкой аппаратуры переднего присоединения или с электрическим соединителем (штырем контактного разъема) на рейках в плоскости задних стоек;

ПКР-1-1-1 — панель каркасно-реечная, одностороннего обслуживания, с дверью, с установкой аппаратуры переднего присоединения на рейках в плоскости задних стоек и установкой аппаратуры сигнализации и управления на двери;

ПКР-2-0-1 — панель каркасно-реечная, двустороннего обслуживания, без двери, с установкой аппаратуры на рейках и планшетах в плоскости фасада;

ПКР-2-0-2 — панель каркасно-реечная, двустороннего обслуживания, без двери, с установкой аппаратуры на планшетах.

Для панелей управления применяются преимущественно металлоконструкции типа ПКР-2-0-2. Для релейных панелей (панели защиты, автоматики, сигнализации) применяются преимущественно металлоконструкции типа ПКР-2-0-1, а также ПКР-1-0-1 и ПКР-1-1-1. Для панелей смешанных (релейных и управления) применяются металлоконструкции ПКР-1-1-1 с установкой релейной аппаратуры в плоскости задних стоек. Возможно также использование металлоконструкций ПКР-2-0-1 с установкой аппаратуры управления на планшетах, а релейной аппаратуры — на рейках в плоскости фасада.

Аппаратура располагается на панелях серии ПКР так, чтобы при установке аппаратуры на рейках в один вертикальный ряд попадали аппараты с одинаковыми конструктивными признаками, а при установке аппаратуры на горизонтальных рейках в горизонтальные ряды аппаратуры с одинаковыми установочными размерами по вертикали.

На передней плоскости и на задней стороне панели аппаратуру следует располагать только в пределах полезной площади панели.

Институтами «Атомтеплоэлектропроект», «Энергосетьпроект» и ВНИПИэнергопром разработаны типовые УК с определенным набором вторичных устройств в соответствии с применяемыми на электростанциях и подстанциях схемами первичных соединений и типовыми принципиальными схемами управления, автоматики, релейной защиты и сигнализации для различных типов выключателей и элементов первичных схем. Типовые УК включаются в номенклатуру щитостроительных заводов. Каждому типовому УК присваивается единый для всех заводов и проектных организаций номенклатурный индекс, который следует указывать при оформлении заказа на УК. Буквенная часть индекса обозначает назначение УК, например: ЭПП — панели, применяемые на подстанциях; ЭПУ — панели управления; ЭПЗ и ЭПР — панели защиты, автоматики и реле; ШР — шкафы релейные; ШС — шкафы силовые с необходимой релейной аппаратурой для электродвигателей; ШРГ — шкафы релейные, устанавливаемые в ГРУ 10 кВ и т. д. Цифровая часть индекса обозначает конкретный набор вторичных устройств в УК; последние две цифры год разработки типового уст-

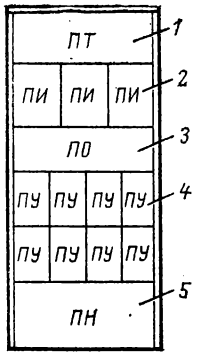


Рис. 6.24. Пример компоновки панели управления с планшетами

ройства. Перечень номенклатурных индексов типовых панелей и пультов с указанием области применения приведен в табл. П6 и П7.

Институтом «Атомтеплоэлектропроект» разработаны также типовые планшеты для панелей управления электростанций. Конструктивно планшет представляет собой металлический лист, занимающий часть панели, который крепится на лицевой стороне каркасно-реечной металлоконструкции. Наличие типовых планшетов дает больше возможностей для подбора типовых изделий при проектировании. Панель набирается из типовых планшетов (рис. 6.24), соответствующих набору элементов на конкретном объекте. Разработаны планшеты световых табло *1* (ПТ), измерительных приборов и устройств регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой *2* (ПИ), общепанельных *3* (ПО) аппаратов (переключатели отыскания «земли» и опробования ламп в табло, кнопки съема мигания и др.), оперативной аппаратуры управления *4* (ПУ), нижней части панели *5* (ПН). На планшетах ПН предусматривается установка на обратной стороне планшета автоматических выключателей цепей защиты и сигнализации, трансформаторов для питания ламп узкопрофильных измерительных приборов и переключателя к ним, реле цепей сигнализации.

Институтом «Энергосетьпроект» разработаны типовые блоки управления, автоматики, измерения и защиты для подстанций. На каждом блоке располагаются аппараты и приборы определенного функционального узла устройств управления или защиты. К основным типам блоков относятся блок автоматики (БА); блок управления (БУ); блок измерения (БИ); блок защиты (БЗ). Вспомогательные блоки (БВ) также имеют несколько типоисполнений (для промежуточных реле, для промежуточных трансформаторов тока и др.). Все блоки имеют ширину 660 мм. В зависимости от количества и размеров устанавливаемых приборов и аппаратов блоки имеют высоту 300, 450, 600, 900 и 1200 мм.

В настоящее время щитостроительные заводы не изготавливают блочные конструкции панелей, но размещают аппаратуру на панелях соответственно ее расположению на типовых блоках, указанных в задании заводу. Перечень типовых блоков для подстанций приведен в табл. П8.

В случаях, когда для головных энергетических объектов или агрегатов типовые УК еще не разработаны или имеющийся набор типовых устройств не соответствует конкретным проектным разработкам (например, при реконструкции существующих объектов), проектные организации должны разработать и согласовать с заводом задание на изготовление нетиповых УК. В состав этого задания для каждого нетипового УК входят документы: чертеж общего вида УК с расположением аппаратов и приборов на лицевой и на задней сторонах панелей (на двери и на задней стенке шкафа); чертеж рядов зажимов с присоединением аппаратов и приборов, установленных на УК; таблицы технических данных аппаратуры, установленной на УК, и развернутая схема соединений аппаратов и приборов в пределах УК (схемы электрической полной). Пример выполнения задания заводу на изготовление нетипового УК приведен на рис. 6.25.

Таким образом, комплектные щитовые устройства изготавливаются в основном индустриальными методами на заводах электропромышленности и на заводах и в монтажно-заготовительных мастерских электромонтажных организаций и поставляются на объекты монтажа в виде отдельных УК (панелей, пультов, шкафов, ящиков и др.) или в составе других комплектных устройств (КРУ, КРУН, КТП, КТПСН и т. д.).

6.5. РЯДЫ ЗАЖИМОВ НА КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВАХ

Внешние связи комплектного устройства (т. е. соединения аппаратов, установленных на УК, с аппаратами, установленными вне этого комплектного устройства) осуществляются через ряды зажимов. На ряды зажимов могут выноситься цепи и в пределах одного УК, если это обусловлено требованиями эксплуатации или технологии.

Ряды зажимов размещаются на боковых плоскостях каркаса с задней стороны панели по одному или два вертикальных ряда на каждой стороне в зависимости от конструкции панели и горизонтально в верхней и нижней частях панели. Два вертикальных ряда устанавливаются только в панелях глубиной 800 мм. Максимальное количество наборных зажимов (типы — см. § 6.3) в одном вертикальном ряду — 165 шт. В горизонтальных рядах может

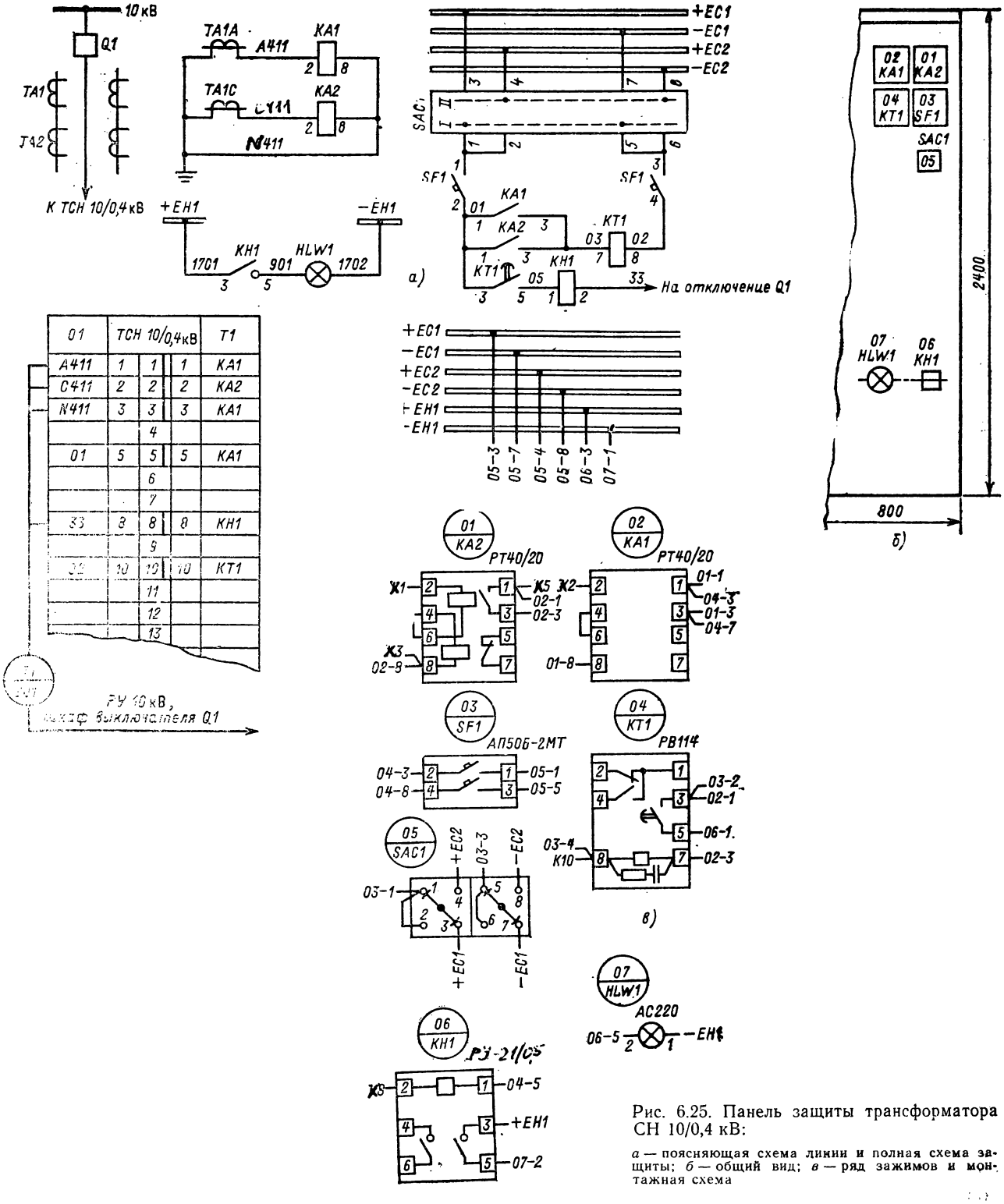


Рис. 6.25. Панель защиты трансформатора СН 10/0,4 кВ:

а — поясняющая схема линии и полная схема защиты; *б* — общий вид; *в* — ряд зажимов и монтажная схема

быть размещено 43 зажима при ширине панели 600 мм и 62 зажима при ширине панели 800 мм. Минимальный уровень установки зажимов вертикальных рядов — 400 мм от уровня пола. При использовании только одного вертикального ряда зажимов следует занимать ряд зажимов на левой боковине из-за удобства монтажа и эксплуатации.

В шкафах с аппаратурой ряды зажимов размещаются на дверях, а в ящиках зажимов

без аппаратуры или с малым количеством аппаратуры — на боковых и задней стенке ящика. В ячейках КРУ и КРУН ряды зажимов устанавливаются в релейных отсеках. На пультах ряды зажимов размещаются вертикально на боковинах и сзади пульта. Доступ к рядам зажимов осуществляется через двустворчатую дверь.

Внешние связи между УК или УК и исполнительными органами (например, приводами выключателей) осуществляют контрольными кабелями (см. гл. 7), которые подключают к внешней от задней стенки панели стороне ряда зажимов. Зажимы аппаратов, от которых уходит внешняя цепь, присоединяют проводом к внутренней стороне ряда зажимов.

Каждый зажим должен быть пронумерован, начиная с единицы для каждой проектной функциональной группы. Если на панели (пульте) все аппараты и цепи принадлежат одной функциональной группе, то зажимы на левой и правой боковинах имеют единую нумерацию, которая начинается с левой боковины. Маркировочные колодки не нумеруются. При необходимости выделения определенных групп цепей в пределах одной проектной группы на панели (пульте) допускается установка разделительных маркировочных колодок с поясняющими надписями. При этом должна быть сохранена сквозная порядковая нумерация в ряду зажимов одной проектной функциональной группы на панели (пульте). Разделительные маркировочные колодки не нумеруются. К каждому зажиму разрешается подсоединять только один провод от аппарата и одну жилу кабеля.

Аппараты присоединяются к ряду зажимов в определенном порядке в зависимости от назначения цепей. В начале ряда зажимов располагаются вторичные цепи трансформаторов тока, затем вторичные цепи трансформаторов напряжения, цепи оперативного тока управления, автоматики и защиты (сначала «+», затем промежуточные цепи, затем «—») и цепи сигнализации.

В рядах зажимов, выполненных на основании полной схемы, обозначение цепей должно соответствовать обозначениям, указанным в полной схеме, с сохранением различных индексов или знаков.

На чертеже ряд зажимов изображается таблицей из пяти вертикальных граф (см. рис. 6.25). В средней графе проставляются порядковые номера зажимов. В крайней графе со стороны УК указываются позиционные обозначения аппаратов, присоединяемых к соответствующему зажиму. В крайней графе со стороны присоединения кабелей указываются цифровые (или с буквенным индексом) обозначения присоединяемых цепей (см. гл. 4). В боковых графах, соседних со средней графой, повторяется номер зажима с прибавлением перед ним номера проектной функциональной группы, если их несколько на одном УК. Эти графы используются при нанесении обозначений на бирки, надеваемые на провод к аппарату и на жилу кабеля, отходящего от ряда зажимов. Эти обозначения нужны для того, чтобы определить место присоединения провода или жилы кабеля к зажиму, если он почему-либо был отсоединен.

6.6. МОНТАЖНЫЕ СХЕМЫ КОМПЛЕКТНЫХ УСТРОЙСТВ

Монтажные схемы панелей, пультов, шкафов — это основные рабочие чертежи, по которым производятся соединения аппаратов и присоединение их к рядам зажимов.

Монтажные схемы, как правило, выполняются щитостроительными заводами и прикладываются в составе технической документации к комплектному устройству при отправке его на объект.

На рис. 6.25 представлены фрагменты полной схемы релейной защиты присоединения 10 кВ и соответствующих ей чертежа общего вида панели и монтажной схемы аппаратов, установленных на панели. На монтажной схеме изображаются без учета масштаба ряды зажимов, схемы внутренних соединений аппаратов (монтажные символы, приведенные в заводской документации на аппарат) и электрические соединения между ними. Схема внутренних соединений для однотипных аппаратов приводится один раз. Остальные аппараты показываются в виде контура с зажимами. Монтажная схема выполняется по виду на УК со стороны монтажа. На рис. 6.25 приняты панель с двусторонним обслуживанием и реле с задним присоединением проводов. Поэтому монтажная схема выполнена по виду на панель сзади. Монтажные символы располагаются на монтажной схеме согласно чертежу общего вида. Аппараты, не показываемые на чертеже общего вида (резисторы, диоды, предохранители), изображаются на монтажной схеме в верхней части панели.

Каждому аппарату, расположенному на панели, присваивается панельный номер. Он состоит из номера проектной функциональной группы (от 01 до 99), к которой принадлежит этот аппарат, и порядкового номера аппарата в пределах проектной функциональной группы слева направо и сверху вниз по виду на панель со стороны монтажа. В панельном номере можно не указывать номер проектной функциональной группы, если все аппараты панели относятся к одной проектной группе. Если аппараты являются общими для нескольких

проектных функциональных групп, расположенных на одной панели, то их выделяют в отдельную общепанельную группу, которой присваивают номер 00. Панельный номер вместе с условным позиционным обозначением аппарата по полной схеме наносят (в кружке) над монтажным символом аппарата. У аппарата должны быть указаны его тип и техническая характеристика.

При составлении монтажных схем применяется встречная маркировка. Это означает, что марка провода, отходящего от аппарата или ряда зажимов, содержит адрес того аппарата или зажима ряда зажимов, куда этот провод направлен. Адрес провода от ряда зажимов к аппарату составляется из позиционного обозначения и номера зажима аппарата, например *КА1-2*. Адрес провода от аппарата к ряду зажимов составляется из номера проектной функциональной группы, буквы *X* и номера зажима (например, *01X7*). Если все аппараты одного УК относятся к одной проектной группе, то номер проектной группы в адресе опускается *(X7)*. Адрес провода от зажима одного аппарата к зажиму другого аппарата составляется из панельного номера и номера зажима другого аппарата, к которому уходит провод. Например, от зажима *3* аппарата *КТ1* отходит провод к зажиму *1* аппарата *КА2*. На проводе проставляется адрес: *02-1*, где *02*— панельный номер *КА2*, а *1* — номер его зажима. Каждому контрольному кабелю, отходящему от ряда зажимов, присваивается цифровой номер, начиная от 100 (см. гл. 4). В пределах одной проектной функциональной группы номер кабеля не должен повторяться. Все кабели записываются в журнал контрольных кабелей, где указывают условный номер кабеля, его обозначение, жильность и сечение жил, число резервных жил, его направление (откуда и куда). В журнале проставляется также длина кабеля. По журналу контрольных кабелей определяется потребность контрольных кабелей для объекта.

ГЛАВА 7

УСТРОЙСТВО ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

7.1. ВЫБОР КОНСТРУКЦИЙ ПРОВОДНИКОВ

Контрольные кабели выпускаются для вторичных цепей с медными и алюминиевыми жилами на номинальные напряжения до 660 В переменного тока частотой до 100 Гц или до 1000 В постоянного тока; марки и преимущественные области их применения приведены в табл. 7.1.

Приведенные в табл. 7.1 марки кабелей соответствуют действующему ГОСТ 1508—78.

В зависимости от конструкций контрольные кабели, выпускаемые кабельной промышленностью СССР, различаются по присвоенным им единым условным маркам, каждая из которых имеет свое буквенное обозначение. Обозначение марки кабеля состоит из нескольких букв, расположенных в определенной последовательности. Ниже приводится расшифровка марок в порядке следования (слева направо).

Назначение: К — контрольный.

Жилы: А — алюминиевые (в скобках — для упрощения таблицы), со знаком (—) и без буквы (А) — медные.

Изоляция: Р — резиновая, В — поливинилхлоридная, П — полиэтиленовая, Пс — из самозатухающего полиэтилена.

Оболочка: С — свинцовая, В — поливинилхлоридная, Н — из резины, не распространяющей горение, Ст — стальная гофрированная.

Броня: Б — из двух стальных лент с наружным покровом, БГ — из двух стальных лент, БбГ — из одной профилированной стальной ленты. Пб — из плоских стальных оцинкованных проволок, К (последняя буква марки) — из круглых стальных оцинкованных проволок.

Общий экран; ГЭ — из алюминиевой или медной фольги под оболочкой.

Наружный покров: Шв — выпрессованный поливинилхлоридный шланг.

Форма: П (в конце марки) — плоский.

Пример обозначения марки контрольного кабеля: АКВВБГ 10×2,5 — кабель контрольный с алюминиевыми жилами, с поливинилхлоридной изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, бронированный стальными лентами, с антикоррозионной защитой без наружного покрова, десятижильный, сечением 2,5 мм^2.

Кабели предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от —50 до +50 °С и относительной влажности воздуха до (98 ±2) % при температуре +40 °С. Длительно допустимая температура на жиле кабелей с резиновой изоляцией должна быть

Таблица 7.1. Контрольные кабели

Марка	Преимущественная область применения
(—) КРСГ	Для прокладки внутри помещений, в каналах, туннелях, в местах, не подверженных вибрации, при отсутствии механических воздействий на кабель, в среде, нейтральной по отношению к свинцу
(—) КРСК	Для прокладки под водой и в местах, где кабель подвергается значительным растягивающим усилиям
(—) КРСБ	Для прокладки в земле (траншеях), если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
(—) КРСБГ; (А)КПВБГ; (А)КПВБбГ; (А)КРВБГ; (А)КПсВБГ; (А)КРНБГ; (А)КРВБбГ; (А)КРНБбГ; (А)КВВБбГ; (А)КВВБГ; (А)КПсВБбГ	Для прокладки в помещениях, каналах, туннелях, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
(А)КРВГ; (А)КВВГ; (А)КПВГ; (А)КВВГ-П; (А)КРНГ; (А)КПсВГ; (А)КПВГ-П; (А)КПсВГ-П	Для прокладки в помещениях, каналах, туннелях в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабель
(А)КРВГЭ; (А)КВВГЭ; (А)КПсВГЭ	Для прокладки в помещениях, каналах, туннелях при отсутствии механических воздействий на кабель, в условиях агрессивной среды и необходимости защиты электрических цепей от влияния внешних электрических полей
(—)КВВБн; (—)КПсВБн; (—)КРНБн; (—)КРВБн	Для прокладки в шахтах, внутри пожароопасных помещений, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
(А)КРВБ; (А)КРНБ; (А)КВВБ; (А)КПВБ; (А)КПсВБ	Для прокладки в земле (траншеях) в условиях агрессивной среды и в местах, подверженных воздействию блуждающих токов, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
(А)КПсБбШв; (А)КВБбШв; (А)КПБбШв	Для прокладки в помещениях, каналах, туннелях, в земле (траншеях), в том числе в условиях агрессивной среды и в местах, подверженных воздействию блуждающих токов, если кабель не подвергается значительным растягивающим усилиям
(—)КПсПбШв; (—)КВПбШв; (—)КППбШв	Для прокладки в помещениях, каналах, туннелях, в земле (траншеях), в условиях агрессивной среды и в местах, подверженных воздействию блуждающих токов, если кабель подвергается значительным растягивающим усилиям

не более 65 °С, полиэтиленовой или поливинилхлоридной изоляцией — не более 70 °С.

Сопротивление изоляции жил контрольных кабелей в готовом виде, пересчитанное на 1 км длины и температуру ±20 °С, должно быть не менее 60 МОм для кабелей с резиновой изоляцией, 300 МОм для кабелей с полиэтиленовой изоляцией и 6 МОм для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией.

Строительная длина контрольных кабелей должна быть не менее 150 м. Допускается в партии не более 15 % отрезков кабеля длиной не менее 20 м, в том числе не более 5 % отрезков кабеля длиной от 20 до 50 м.

При выборе контрольных кабелей необходимо руководствоваться следующим.

Кабели всех марок могут быть проложены на открытом воздухе при условии защиты их от механических повреждений и воздействия прямых солнечных лучей.

Прокладка небронированных кабелей марок АКПВГ, КПВГ, КПсВГ, АКПсВГ, АКВВГ, КВВГ допускается в земле (траншеях) при обеспечении защиты кабелей в местах выхода на поверхность.

Кабели всех марок могут быть проложены в пожароопасных помещениях, за исключением кабелей марок КПВГ, АКПВГ, КПВБГ, АКПВБГ, КПВБбГ, АКПВБбГ, КПБбШв, КППбШв, КПВГ-П, АКПВГ-П, КРВБ, КРНБ, КВВБ, КПВБ, КПсВБ, АКРВБ, АКРНБ, АКВВБ, АКПВБ, АКПсВБ, КРСК, КРСБ.

Кабели марок КРСБГ, КРВБбГ, КПсВБбГ, КВВБбГ, КРВБГ, КРНБГ, КВВБГ, КПсВБГ, КВБбШв, КПсБбШв, КПсПбШв, КВПбШв, КРНБбГ могут быть проложены во взрывоопасных помещениях классов В-I и В-Iа; кабели марок КВВГ, КВВГЭ, КРВГ, КРВГЭ, КРНГ — во взрывоопасных помещениях класса В-Iа при условии защиты их от механических повреждений; кабели марок АКВВГ, АКПсВГ, АКРНГ, АКРВГ, АКВВГЭ, АКПсВГЭ, АКРВГЭ, АКВВБГ, АКПсВБГ, АКРВБГ, АКРНБГ, АКВВБбГ, АКПсВБбГ, АКРВБбГ, АКРНБбГ, АКВБбШв, АКПсБбШв — во взрывоопасных помещениях классов В-II, В-IIа, В-1б.

На электростанциях и подстанциях для вторичных цепей следует применять контрольные кабели с алюминиевыми жилами. Контрольные кабели с медными жилами следует применять только во вторичных цепях:

1) тепловых и гидравлических электростанций с генераторами мощностью 100 МВт и более; при этом на тепловых электростан-

циях для вторичных цепей и освещения объектов химводоочистки, очистных, инженерно-бытовых и вспомогательных сооружений, механических мастерских и пиковых котельных следует применять контрольные кабели с алюминиевыми жилами;

2) подстанции с высшим напряжением 330 кВ и выше, а также подстанций, включаемых в межсистемные транзитные линии электропередачи;

3) дифференциальных защит шин и устройств резервирования отказа выключателей 110—220 кВ, а также средств системной противоаварийной автоматики;

4) технологических защит тепловых электростанций;

5) с рабочим напряжением не выше 60 В при диаметре жил кабелей и проводов до 1 мм;

6) размещаемых во взрывоопасных помещениях электростанций и подстанций.

Для прокладки в туннелях, каналах, металлических коробах и лотках на электростанциях и подстанциях применяются преимущественно кабели с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластика. Кабели с самозатухающей полиэтиленовой изоляцией и оболочкой или только с самозатухающей полиэтиленовой изоляцией приравниваются к кабелям соответствующих конструкций из поливинилхлоридного пластиката.

Для вторичных цепей, прокладываемых в местах, где под влиянием внешних электрических полей в них могут возникнуть нежелательные наводки, искажающие показания приборов, а также опасные для людей и оборудования, применяются экранированные кабели.

В случаях, когда для вторичных цепей ТН требуются кабели большой протяженности и соответственно больших сечений (примерно 120—150 мм^2) по условиям соблюдения норм по потере напряжения, применяются кабели силовые четырехжильные с алюминиевыми жилами с пластмассовой изоляцией бронированные.

Номинальное сечение жил и число жил в контрольном кабеле приведены в табл. 7.2.

Провода с медными и алюминиевыми жилами для вторичных цепей в соответствии с действующими стандартами и техническими условиями выпускаются с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией, с поливинилхлоридными оболочками и экранированные на но-

Таблица 7.2. **Номинальные сечения контрольных кабелей**

Марка	Число жил в кабеле при номинальном сечении жилы, мм^2						
	0,75	1	1,5	2,5	4	6	10
КРСГ; КРСБ; КРСБГ	—	4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37			4; 7; 10		—
КРСК	—	10; 14; 19; 27; 37;		7; 10; 14; 19; 27; 37	7; 10		—
КРВГ; КРВГЭ; КРВБ; КРНБ; КРВБГ; КРВБбГ; КРНГ; КРНБГ; КРНБбГ; КРНБн; КПсВБн; КРВБн	4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37; 52			4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37	4; 7; 10		—
КВВГ; КВВГЭ; КВВБ; КВВБГ; КПВБГ; КВВБбГ; КВБбШв; КПВГ; КПВБ; КПВБбГ; КПБбШв, КПсВГ; КПсВГЭ; КПсВБ; КПсВБГ; КПсВБбГ; КПсБбШв	4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37; 52; 61						
КВВГ-П; КПсВГ-П; КПВГ-П	4						
АКВВГ-П; АКПсВГ-П; АКПВГ-П	—			4			—
КППбШв; КВВбШв; КПсПбШв	10; 14; 19; 27; 37			7; 10; 14; 19; 27; 37	7; 10		—
АКРВГ; АКРВГЭ; АКРВБ; АКРВБГ; АКРВБбГ; АКРНГ; АКРНБ; АКРНБГ; АКРНБбГ; АКВВГ; АКВВГЭ; АКВВБГ; АКВВБбГ; АКВБбШв; АКПВГ; АКПВБ; АКПВБГ; АКПсВБ; КПсВБГ; АКПВБбГ; АКПсБбШв; АКПсВБбГ; АКВВБ; АКПБбШв; АКПсВГ; АКПсВГЭ	—			4; 5; 7; 10; 14; 19; 27; 37	4; 7; 10		

Таблица 7.3. Изолированные провода

Марка	Конструкция провода	Преимущественная область применения	Номинальное напряжение, В	Конструкция жил		Строительная длина не менее, м	Допустимая температура, °С	
				Число жил	Сечение жил, мм²		нагрева жил	окружающей среды
ПВ1	Провод с медной жилой, с поливинилхлоридной изоляцией	Для монтажа вторичных цепей, прокладки в стальных трубах и гибких металлических рукавах	До 380 и 660	1	0,5—95	100	70	От —50 До +50
ПВ2	Провод с медной гибкой жилой, с поливинилхлоридной изоляцией	Для монтажа вторичных цепей, скрытой и открытой прокладки, где требуется гибкость проводов	До 380 и 660	1	2,5—95	100	70	От —50 До +50
ПВ3	То же повышенной гибкости	То же, где требуется повышенная гибкость проводов	До 380 и 660	1	0,5—95	100	70	От —50 До +50
ПВ4	Провод с медной особо гибкой жилой, с поливинилхлоридной изоляцией	То же	До 380 и 660	1	0,5—6	100	70	От —50 До +50
АПВ	Провод с алюминиевой жилой, с поливинилхлоридной изоляцией	Для монтажа вторичных цепей, прокладки в трубах, пустотных каналах несгораемых строительных конструкций	До 380 и 660	1	2,5—120	100	70	От —50 До +50
МШВ-1	Провод монтажный с медной жилой, с пленочной и поливинилхлоридной изоляцией	Для внутриприборного и межприборного монтажа электрических устройств	380	1	0,35—1,5	50	—	От —50 до +70
МШВ	Провод монтажный с медной жилой, с волокнистой и поливинилхлоридной изоляцией	То же	380	1	0,08—1,5	50	—	От —50 до +70
ВГ	Провод с медной гибкой жилой, с поливинилхлоридной изоляцией	Для фиксированного монтажа, где требуется гибкость проводов	380	1	1,5—10	—	—	От —50 до +70
ПАЛ	Провод с медной гибкой жилой, обмоткой из асбестовой ровницы, пропитанной кремнийорганическим лаком, и обмоткой пленкой из фторопласта-4	Для межприборного монтажа, где требуется повышенная гибкость проводов при низких и высоких температурах окружающей среды	660	1	0,75—10	10	—	От —50 до +200
ПАЛО	То же, облегченный (поверх фторопластовой изоляции наложен второй слой асбестовой ровницы)	То же	660	1	0,75—10	10	—	От —50 до +200
ПСАЛ	То же, но с асбестостеклянной изоляцией с лакировкой	» »	660	1	0,75—10	10	—	От —50 до +200

минальные напряжения 380/660 и 660/1100 В частотой до 400 Гц, на постоянное напряжение до 500 и 1100 В.

Марки, преимущественные области применения и технические данные проводов приведены в табл. 7.3.

Провода марок АПВ, ПВ1 и ПВ2 изготовляются разных цветов; провода, используемые только для заземления, имеют изоляцию желто-зеленой расцветки. Провода указанных марок испытывают на маслостойкость и на нераспространение огня.

Провода монтажные марок МШВ-1 и МШВ влагостойки при относительной влажности воздуха до 98 % при температуре окружающей среды +40 °С; провода не распространяют горение.

По условию механической прочности:

1) жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм² (а при применении специальных зажимов — не менее 1 мм²) для меди и 2,5 мм² для алюминия; для токовых цепей — 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия; для неответственных вторичных цепей, для цепей контроля и

сигнализации допускается присоединение под винт кабелей с медными жилами сечением 1 мм^2;

2) в цепях с рабочим напряжением 100 В и выше сечение медных жил кабелей, присоединяемых пайкой, должно быть не менее 0,5 мм^2;

3) в цепях с рабочим напряжением 60 В и ниже диаметр медных жил кабелей, присоединяемых пайкой, должен быть не менее 0,5 мм. В устройствах телемеханики и им подобных линейные цепи следует присоединять к зажимам под винт.

Присоединение однопроволочных жил (под винт или пайкой) допускается осуществлять только к неподвижным элементам аппаратуры. Присоединение жил к подвижным или выемным элементам аппаратуры (штепсельным разъемам, выемным блокам и др.), а также к панелям и аппаратам, подверженным вибрации, следует выполнять гибкими жилами.

Сечение жил кабелей и проводов выбирается с учетом выполнения следующих требований: они должны быть защищены от КЗ без выдержки времени; должны выдерживать соответствующие токовые нагрузки; должны быть термически стойкими в цепях, идущих от ТТ, а также обеспечивать работу аппаратов в заданном классе точности.

Согласно ПУЭ в одном контрольном кабеле допускается объединение цепей управления, измерения, защиты и сигнализации постоянного и переменного тока, а также цепей, питающих электроприемники небольшой мощности (например, электродвигатели задвижек). Допускается также применение общих кабелей для разных проектных функциональных групп оборудования электростанции или подстанции.

7.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЯ ЖИЛ ПРОВОДНИКОВ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Расчет сечений жил контрольных кабелей (проводов) для токовых цепей измерительных приборов производится, исходя из условия обеспечения работы прибора в требуемом классе точности. По ПУЭ ТТ должны работать в классе точности 0,5 при подключении к ним расчетных счетчиков; в классе точности 1 — при подключении к ним датчиков мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства; и в классе точности не ниже 3 — при подключении щитовых приборов и датчиков тока и мощности, используемых для всех видов измерений.

Для каждого типа ТТ в каталогах указывается номинальная нагрузка для обеспечения работы ТТ в соответствующем классе точности. Нагрузка задается в омах или в вольтамперах. Чем выше класс точности работы ТТ, тем меньше номинальная нагрузка, при которой он обеспечивается.

Действительная нагрузка на каждый ТТ складывается из: полного сопротивления реле и приборов, подключенных к ТТ, $Z_р$ и $Z_н$; сопротивления проводов (жил кабеля) от зажимов вторичной обмотки ТТ до места установки реле и приборов $R_{пр}$; переходного сопротивления в контактных соединениях, принимаемого равным 0,05 $R_{пер}$.

Проверка соответствия условий работы ТТ для измерительных приборов требуемому классу точности производится сопоставлением его действительной нагрузки с допустимой (номинальной для данного класса точности). Сопротивление приборов и реле приводится в справочных материалах. Для некоторых аппаратов эти данные приведены в табл. П1. Сопротивление соединительных проводов $R_{пр}$ требуется определить, исходя из условия, что суммарная действительная нагрузка, включая $R_{пр}$, не должна превышать номинальную для требуемого класса точности ТТ. При этом расчет действительной нагрузки и затем сечения соединительных проводов выполняется с учетом схемы соединения вторичных обмоток ТТ. Обычно для включения измерительных приборов применяются схемы соединения ТТ в звезду или неполную звезду. При схеме соединения в звезду суммарная нагрузка наиболее нагруженной фазы $Z_н$ определяется по формуле

$$Z_н = R_{пр} + Z_п + R_{пер}. \qquad (7.1)$$

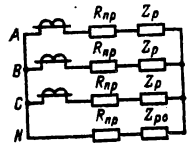
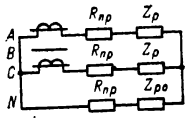
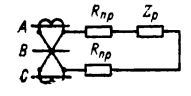
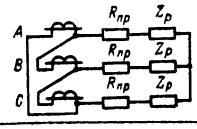
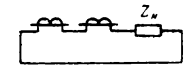
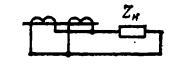
Сопротивление обратного провода от приборов до ТТ не участвует в расчете, так как в номинальном режиме в нулевом проводе при схеме соединения в звезду тока нет. При соединении в неполную звезду суммарная нагрузка $Z_н$ определяется по формуле

$$Z_н = \sqrt{3}R_{пр} + Z_п + R_{пер} \qquad (7.2)$$

с учетом $R_{пр}$ нулевого провода, по которому в номинальном режиме протекает ток, равный фазному току. Действительная нагрузка $Z_н$ не должна превосходить номинальную для требуемого класса точности ($Z_н \leqslant Z_{ном}$). Принимая $Z_н = Z_{ном}$, определяют допустимое $R_{пр}$.

Трансформаторы тока, используемые для питания токовых цепей устройств релейной защиты от КЗ, должны работать с погрешностью, не превышающей, как правило, 10 %. Допустимая нагрузка на ТТ определяется по кривым предельных кратностей при токе КЗ в расчетной точке (см. гл. 5). Расчет сечений жил контрольных кабелей (проводов) для токовых цепей релейной защиты производится, исходя из условия, что суммарная действительная нагрузка, включая и $R_{пр}$, не должна превышать допустимую, найденную по кривым

Таблица 7.4. **Расчетные выражения для определения вторичной нагрузки и сопротивления кабелей (соединительных проводов) трансформаторов тока**

Схема соединений ТТ и вторичной нагрузки	Расчетный вид КЗ	Расчетные выражения для определения сопротивления нагрузки на зажимах вторичных обмоток	Расчетные выражения для определения сопротивления соединительных проводов (кабелей)
Соединение в звезду 	Трехфазное и двухфазное	$Z_н=R_{пр}+Z_р+R_{пер}$	$R_{пр}=Z_н-Z_р-R_{пер}$
	Однофазное	$Z_н=2R_{пр}+Z_р+Z_{р0}+R_{пер}$	$R_{пр}=\frac{Z_н-Z_р-Z_{р0}-R_{пер}}{2}$
Соединение в неполную звезду 	Трехфазное	$Z_н=\sqrt{3}R_{пр}+\sqrt{3}Z_р+R_{пер}$ (при $Z_р=Z_{р0}$)	$R_{пр}=\frac{Z_н-\sqrt{3}Z_р-R_{пер}}{\sqrt{3}}$
	Двухфазное (AB или BC)	$Z_н=2R_{пр}+Z_р+Z_{р0}+R_{пер}$	$R_{пр}=\frac{Z_н-Z_р-Z_{р0}-R_{пер}}{2}$
	Двухфазное AC	$Z_н=R_{пр}+Z_р+R_{пер}$	$R_{пр}=Z_н-Z_р-R_{пер}$
Соединение на разность токов двух фаз 	Трехфазное	$Z_н=\sqrt{3}(2R_{пр}+Z_р)+R_{пер}$	$R_{пр}=\frac{Z_н-\sqrt{3}Z_р-R_{пер}}{2\sqrt{3}}$
	Двухфазное (AB или BC)	$Z_н=2R_{пр}+Z_р+R_{пер}$	$R_{пр}=\frac{Z_н-Z_р-R_{пер}}{2}$
	Двухфазное AC	$Z_н=4R_{пр}+2Z_р+R_{пер}$	$R_{пр}=\frac{Z_н-2Z_р-R_{пер}}{4}$
Соединение в треугольник 	Трехфазное и двухфазное	$Z_н=3R_{пр}+3Z_р+R_{пер}$	$R_{пр}=\frac{Z_н-3Z_р-R_{пер}}{3}$
	Однофазное	$Z_н=2R_{пр}+2Z_р+R_{пер}$	$R_{пр}=\frac{Z_н-2Z_р-R_{пер}}{2}$
Последовательное соединение двух ТТ одной фазы 	—	$Z'_н=0,5Z_н$	—
Параллельное соединение двух ТТ одной фазы 	—	$Z'_н=2Z_н$	—

Примечание. 1. В расчетные выражения пп. 1—4 должно подставляться наибольшее значение $Z_р$ (для наиболее загруженной фазы). 2. В выражениях пп. 5 и 6 значение $Z_н$ подсчитывается по выражениям пп. 1.4.

предельных кратностей. При этом расчет действительной нагрузки выполняется с учетом схемы соединения вторичных обмоток ТТ и вида КЗ.

В табл. 7.4. приведены расчетные выражения для определения действительной суммарной нагрузки на ТТ и сопротивления соединительных проводов во вторичных цепях ТТ в зависимости от схем соединения и от вида КЗ. Для режима трехфазного КЗ при схемах соединения ТТ в звезду и неполную звезду формулы определения нагрузки те же, что и при расчете токовых цепей измерительных приборов.

Действительная нагрузка $Z_н$ не должна превышать допустимую ($Z_н \leqslant Z_{доп}$). Принимая $Z_н = Z_{доп}$, определяют допустимое $R_{пр}$.

В целях упрощения расчетов суммарной нагрузки сопротивления элементов вторичной цепи допускается складывать арифметически, без учета соотношений R и X, что создает некоторый расчетный запас. Расчет нагрузки ведется в омах. Для тех приборов и реле, а также ТТ, для которых в каталогах указано их потребление или допустимая нагрузка в вольтамперах, сопротивление в омах определяется по выражению

$$Z = S/I^2, \qquad (7.3)$$

где S—мощность, В·А; I—ток, при котором задана потребляемая мощность, или номинальный вторичный ток ТТ, А.

По найденному значению $R_{пр}$ определяется сечение соединительных проводов (жил кабелей) по выражению

$$R_{пр} = \frac{l}{\gamma q},$$

откуда

$$q = \frac{l}{R_{пр}\gamma}, \qquad (7.4)$$

где q—сечение жилы провода (кабеля), мм^2; l — длина провода (кабеля) от ТТ до места установки измерительных приборов или реле, м; $R_{пр}$ — активное сопротивление жилы провода (кабеля) от ТТ до прибора или реле, Ом; γ—удельная проводимость, м/(Ом·мм^2) [для меди $\gamma = 57$ м/(Ом·мм^2), для алюминия $\gamma = 34{,}5$ м/(Ом·мм^2)].

Если полученное сечение q окажется менее 2,5 мм^2 для меди или 4 мм^2 для алюминия, то по условию механической прочности для токовых цепей оно принимается равным 2,5 или 4 мм^2 соответственно; если сечение q окажется более 10 мм^2, то для его уменьшения рекомендуется выполнить следующие мероприятия:

1) последовательно соединить два сердечника ТТ; при соединении двух одинаковых сердечников нагрузка на каждый из них уменьшается в 2 раза, при соединении разных сердечников нагрузка распределяется между обмотками пропорционально их ЭДС;

2) параллельно соединить два сердечника ТТ; при этом коэффициент трансформации схемы уменьшается в 2 раза по сравнению с одним ТТ. Один перегруженный ТТ следует заменить двумя одинаковыми с большими в 2 раза коэффициентами трансформации, тогда при том же первичном токе эти ТТ будут работать с меньшим в 2 раза номинальным вторичным током, чему соответствует в 4 раза бо́льшая допустимая нагрузка, т. е. допустимая нагрузка на каждый ТТ возрастает в 4 раза, в то время как действительная нагрузка может быть увеличена только в 2 раза;

3) изменить схему соединения ТТ: вместо неполной звезды перейти к полной звезде; вместо схемы на разность токов перейти к схеме неполной звезды и т. д.;

4) применить ТТ, допускающий большую вторичную нагрузку;

5) применить дополнительный ТТ с переводом на него части вторичной нагрузки.

При расчете сечения соединительных жил токовых цепей необходимо выполнить проверку выбранного сечения по напряжению на зажимах вторичной обмотки ТТ. Сопротивление нагрузки ТТ, используемых для измерительных приборов и устройств релейной защиты, должно быть таким, чтобы напряжение на зажимах вторичной обмотки в установившемся режиме не превышало 1000 В при любом возможном виде КЗ в месте установки ТТ и любом возможном его первичном токе, т. е.

$$U_2 = \frac{I_1}{K_1} Z_н,$$

где I_1—наибольший возможный первичный ток КЗ, А; K_1 — номинальный коэффициент трансформации ТТ; $Z_н$—фактическое сопротивление вторичной нагрузки ТТ с учетом сопротивления принятого провода (жилы кабеля), Ом.

Если в результате расчета окажется, что при исходном значении $Z_н$ напряжение выше 1000 В, то следует принять большее сечение соединительных проводов (жил кабеля) до 10 мм^2 включительно. Если при $q = 10$ мм^2 U_2 окажется выше 1000 В, то следует перейти на больший коэффициент трансформации и повторить расчет для определения $Z_н$.

7.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ И СЕЧЕНИЙ ЖИЛ КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ (ПРОВОДОВ). ЗАЩИТА ЦЕПЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

На электростанциях и подстанциях на напряжении 3—20 кВ используются ТН двух исполнений: однофазные с литой изоляцией и одно- и трехфазные масляные. В качестве основного варианта следует принимать вариант с литой изоляцией. В случае невозможности их поставки используются масляные ТН. В трехфазных масляных ТН типа НТМИ-6 (10) в отличие от ранее выпускаемых с пятистержневым броневым магнитопроводом, общим для трех фаз, каждая фаза имеет отдельный броневой магнитопровод, рассчитанный на длительное повышение индукции в $\sqrt{3}$ раз. На напряжении 35 кВ и выше используются однофазные ТН.

Приняты единые типовые схемы соединения группы, собираемой из трех однофазных ТН, имеющих одну первичную и две вторичные обмотки: для основных обмоток, соединяемых в звезду, — нулевая группа; для дополнительных обмоток, соединяемых в разомкнутый треугольник, — одиннадцатая группа с размыканием начала фазы A и конца фазы B. В трехфазных ТН собирается такая же схема. В тех случаях, когда нет необходимости установки трех фаз ТН (например, на линии 35 кВ или на обходной системе шин), предусматривается установка двух однофазных ТН, соединяемых в открытый треугольник и включаемых на междуфазные напряжения, или одной фазы ТН.

Нагрузки ТН определяются расчетом суммарных нагрузок (потреблений) аппаратуры релейной защиты, автоматики и измерительных приборов, подключаемой к вторичным цепям ТН, и определением сопротивлений этих нагрузок, длин и сопротивлений соединительных контрольных кабелей (проводов) и их сечений.

Потребление релейной и измерительной аппаратуры выражается в вольт-амперах; для измерительных приборов оно задается при $U_{ном}=100$ В, для реле возможны и другие напряжения. При расчете потребление аппаратуры, включенной на линейное напряжение, приводится к напряжению 100 В, а аппаратуры, включенной на фазное напряжение, — к напряжению $100/\sqrt{3}$ В.

Пересчет с другого напряжения на расчетное производится по выражению

$$S_{расч}=(U_{расч}/U)^2 S_U, \qquad (7.5)$$

где $S_{расч}$ — потребление при расчетном (линейном или фазном) напряжении $U_{расч}$; S_U — потребление, заданное при напряжении U.

Это выражение составлено из условия постоянства сопротивления реле (прибора) при напряжении U и $U_{расч}$. Для более полного использования мощности ТН стараются по возможности выравнивать их вторичную нагрузку по фазам. Практически имеется некоторая неравномерность нагрузки.

Расчет нагрузки ТН производится для наиболее нагруженной фазы. Точный расчет нагрузки весьма сложен, поэтому в практических расчетах допускаются следующие упрощения: суммирование потребляемой мощности производится арифметически без учета коэффициентов мощности $\cos\varphi$ отдельных нагрузок; неравномерность нагрузки учитывается приближенно. Эти упрощения создают некоторый расчетный запас.

Для расчета максимальной нагрузки основных вторичных обмоток ТН необходимо подсчитать суммарные нагрузки S_{AB}, S_{BC}, S_{CA}, приведенные к линейным напряжениям согласно (7.5). Наиболее нагруженной фазой будет та, по которой проходит наибольший ток. Определяется фазный ток, исходя из линейных токов, и мощность нагрузки каждого из ТН как произведение фазного тока на приложенное напряжение данного ТН. При соединении ТН в открытый треугольник это будет междуфазное напряжение, а при соединении трех однофазных ТН в звезду — фазное напряжение.

Принимая отношение мощностей междуфазных нагрузок S_1 и S_2, присоединенных к какой-либо фазе, равным K, мощность нагрузки этой фазы определим по выражению:

при соединении вторичных обмоток в звезду

$$S_{н,ф}=\frac{S_{2н}}{\sqrt{3}}\sqrt{K^2+K+1}; \qquad (7.6)$$

при соединении вторичных обмоток двух ТН в открытый треугольник

$$S_{н,ТН}=S_{2н}\sqrt{K^2+K+1}. \qquad (7.6а)$$

Наибольшее значение $S_{н,ф}$ будет для той фазы, к которой присоединены две междуфазные нагрузки, каждая из которых больше третьей. Например, если $S_{AB}>S_{BC}>S_{CA}$, наибольшая нагрузка будет на фазе B (S_B), к которой присоединены нагрузки S_{AB} и S_{BC}.

При наличии нагрузок, включенных на фазное напряжение (в четырехпроводных вторичных цепях), потребляемая ими мощность $S_ф$, приведенная к фазному напряжению, должна суммироваться с мощностью междуфазной нагрузки $S_{н,ф}$ соответствующих фаз. Тогда полная мощность нагрузки любой из фаз ТН будет

$$S_{н,ф}=\frac{S_{2н}}{\sqrt{3}}\sqrt{K^2+K+1}+S_ф.$$

При отсутствии нагрузок, включенных на фазное напряжение, $S_ф=0$.

При соединении вторичных обмоток двух ТН в открытый треугольник выгоднее равномерно распределить нагрузку между напряжениями U_{AB} и U_{BC}, чем включать часть нагрузки на напряжение U_{CA}. Действительно, при $S_{AB}=S_{BC}=S_{CA}$ $K=1$ и $S_{н,ТН}=\sqrt{3}S_{2н}=\sqrt{3}\times\times S_{мф}$. Если ту же нагрузку, равную $3S_{2н}$, включить только на напряжения U_{AB} и U_{BC} (так, чтобы $S_{AB}=S_{BC}$ и $S_{CA}=0$), то на каждый ТН придется половина этой суммарной нагрузки, т. е. $S_{н.ТН}=1{,}5S_{мф}$, где $S_{мф}=S_{AB}=S_{BC}$.

Мощность нагрузки наиболее загруженной фазы сопоставляется с номинальной мощностью выбираемого однофазного ТН в требуемом классе точности.

При питании вторичной нагрузки от трехфазного ТН мощностью нагрузки наиболее загруженной фазы сопоставляется с номинальной мощностью ТН в нужном классе точности, уменьшенной в 3 раза ($S_{ном}/3$).

По ПУЭ ТН должны работать в классе точности 0,5 при подключении к ним расчетных счетчиков. При совместном питании от одного ТН расчетных счетчиков, измерительных приборов и устройств релейной защиты должен обеспечиваться наиболее высокий класс точности 0,5, требуемый для расчетных счетчиков. При питании от ТН только релейной аппаратуры должна обеспечиваться его работа в классе точности 3.

Нагрузка дополнительных обмоток ТН 35 кВ и выше, состоящая из реле блокировки и устройств синхронизации (на ТН 110 кВ и выше), всегда немного меньше допустимой мощности дополнительных обмоток в соответствующем классе точности, поэтому расчет этой нагрузки обычно не производится.

Нагрузка $S_н$ цепи $3U_0$ для трехфазных ТН сопоставляется с мощностью ТН в классе точности 3. Для однофазных ТН с мощностью ТН в классе точности 3 сопоставляется суммарная нагрузка цепи $3U_0$ и основной обмотки. При этом для сетей с изолированной нейтралью расчетным является однофазное замыкание на землю. Суммарная нагрузка ТН

$$\Sigma S_{ТН} = \frac{S_н}{\sqrt{3}} + S_{н,ф}.$$

В сетях с заземленной нейтралью суммарная нагрузка ТН определяется при двухфазном КЗ на землю. При этом

$$\Sigma S_{ТН} = S_н + \frac{S_{1н} + S_{2н}}{3}.$$

Если расчетная нагрузка больше допустимой для данного ТН, необходимо или уменьшение ее за счет применения приборов с меньшим потреблением, или установить дополнительные ТН на отдельных присоединениях.

Пример. Расчет нагрузки ТН типа ЗНОЛ-06-24, установленного в цепи генератора ТВВ-1000-4 для питания измерительных приборов, счетчиков и релейной защиты.

Определяется нагрузка наиболее загруженной фазы основных вторичных обмоток ТН.

$$K = 84/66 = 1,27;$$

$$S_{н,ф} = 66/\sqrt{3}\sqrt{1,27^2 + 1,27 + 1} = 75 \text{ В·А}.$$

Расчетная нагрузка не превышает мощность ТН в классе точности 0,5, равную 75 В·А.

Нагрузки $S_{АВ}$, $S_{ВС}$ и $S_{АС}$ на основные обмотки ТН подсчитаны в табл. П2.

Потребление некоторых приборов и реле для расчета нагрузок на основные и дополнительные обмотки ТН дано в табл. П1.

Выбор сечений жил кабелей для вторичных цепей ТН производится на основе следующих требований.

1. Потеря напряжения в проводах от ТН до разных видов нагрузки не должна превышать значений, установленных ПУЭ, а именно:

до расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи — 0,25 %;

до расчетных счетчиков и датчиков мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства, — 0,5 %;

до щитовых приборов и датчиков мощности, используемых для всех видов измерений — 1,5 %;

до панелей защиты и автоматики — 3 %.

При совместном питании по общим жилам вышеуказанных нагрузок сечение жил кабеля должно выбираться по минимальной из допустимых норм потери напряжения.

2. Должно обеспечиваться надежное действие автоматических выключателей при КЗ в любой точке цепей напряжения с коэффициентом чувствительности не менее 1,5.

Для упрощения расчета по первому требованию потеря напряжения принимается равной падению напряжения в сопротивлении проводов от тока нагрузки $I_н$. Это допустимо, так как при потере напряжения до 1,5 % ее значение немного отличается от падения напряжения. Тогда потеря линейного напряжения будет:

$$\Delta U = 3 I_н R_{пр}.$$

Так как номинальное линейное напряжение во вторичных цепях $U_{ном} = 100$ В, допустимая потеря напряжения в вольтах равна допустимой потере напряжения в процентах (например, потеря напряжения до измерительных приборов составит 1,5 В, до реле защиты и автоматики — 3 В).

Учитывая, что цепи напряжения для защиты и измерительных приборов выполняются, как правило, общими (реле защиты и автоматики и измерительные приборы либо датчики к ним размещаются в одном помещении, и неэкономично прокладывать параллельные кабели от одного ТН к приборам и защите), сечение жил кабелей выбирают по условию обеспечения $\sqrt{3}\, I_н R_{пр} \leqslant 1,5$ В.

Если от этих же цепей питаются расчетные счетчики, то потеря линейного напряжения не должна превышать $\sqrt{3}\, I_н R_{пр} = 0,5$ В. При значительном удалении щита релейной защиты и измерительных приборов от ТН во избежание чрезмерного завышения сечения жил кабелей целесообразно от шкафа ТН до счетчиков прокладывать отдельный кабель.

Для определения требуемого сечения жил кабеля при $\Delta U_{доп}$ вычисляется допустимое

наибольшее сопротивление фазного провода:

$$R_{\text{пр},max} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{\sqrt{3}\, I_{\text{н}}} \qquad (7.7)$$

или в цепи $3U_0$

$$R_{\text{пр},max} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{2I_{\text{н}}}. \qquad (7.7\text{а})$$

Ток нагрузки для вторичных цепей основных обмоток ТН

$$I_{\text{н}} = \frac{\sqrt{3}\, S_{\text{н}}}{U_{\text{ном}}}, \qquad (7.8)$$

где $S_{\text{н}}$ — нагрузка, подсчитанная по выражениям (7.6), (7.6 а), В·А; $U_{\text{ном}}$ — номинальное линейное напряжение, равное 100 В.

Для вторичной цепи разомкнутого треугольника (цепь $3U_0$) в режиме однофазного замыкания на землю

$$I_{\text{н}} = \frac{S_{\text{н}}}{100},$$

где $S_{\text{н}}$ — суммарное потребление нагрузки цепи, приведенное к напряжению 100 В.

Выбор сечения жил кабелей часто выполняют по номинальной мощности ТН в соответствующем классе точности в расчете, что со временем его действительная вторичная нагрузка может возрасти до номинальной. При этом ток $I_{\text{н}}$ принимают равным номинальному току соответствующей обмотки ТН.

Возможно также значительное увеличение нагрузки ТН линии при резервировании цепей напряжения другой линии или ТН шин при резервировании цепей напряжения одной или двух линий. При этом ТН может перейти в класс точности 3. Учитывая непродолжительность такого резервирования, этот режим следует считать допустимым.

С учетом вышесказанного при расчете сечения жил кабелей нагрузка основных обмоток ТН, определяется следующим образом:

для ТН, подключенных к сборным шинам 35 кВ и выше, принимается равной мощности ТН в классе точности 1;

для ТН на линии 330—750 кВ определяется по потреблению устанавливаемых устройств защиты, автоматики и измерений.

При нагрузке менее 300 В·А принимается $S_{\text{н}}$=300 В·А, а при нагрузке более 300 В·А $S_{\text{н}}$=500 В·А. Для малонагруженных ТН типов НДЕ-500, НДЕ-750, НКФ-330, НКФ-500, подключенных к автотрансформаторам при полуторной схеме, принимается $S_{\text{н}}$=100 В·А.

Для ТН типов НКФ-330 или НКФ-500 и НДЕ-500 или НДЕ-750, устанавливаемых на автотрансформаторах блоков в схеме многоугольника и используемых для резервирования ТН линий, принимается равной мощности ТН в классе точности 1.

Таблица 7.5. **Определение максимально допустимого сопротивления жилы кабеля в одной фазе основных обмоток ТН по потере напряжения**

Место установки	Тип ТН	$S_{\text{н}}$, В·А	$R_{\text{пр}}$, Ом
Сборные шины	ЗНОМ-35	250	0,2
	НКФ-110;		
	НКФ-220	600	0,083
Линия	НКФ-330;		
	НКФ-500	300	0,167
Линия; шины при полуторной схеме; автотрансформатор или трансформатор блока в схеме многоугольника	НДЕ-750	300	0,167
	НКФ-330;	500	0,1
	НКФ-500;		
	НДЕ-500		
Автотрансформатор при полуторной схеме	НДЕ-750;	100	0,5
	НДЕ-500;		
	НКФ-330;		
	НКФ-500		

В табл. 7.5 приводятся максимально допустимые сопротивления жилы (провода) одной фазы, вычисленные для основных обмоток ТН 35 кВ и выше с помощью выражения, полученного из (7.7) и (7.8):

$$R_{\text{пр}} = \frac{1{,}5 \cdot 100}{3S_{\text{н}}}$$

при ΔU=1,5 В для измерительных приборов.

Для однофазных ТН в $R_{\text{пр}}$, кроме сопротивления кабеля, проложенного от шкафа ТН до щита, входит также сопротивление кабеля, проложенного от ТН каждой фазы до шкафа.

При этом сечение кабеля от ТН до шкафа не следует применять более 16 мм^2, учитывая трудность подключения кабеля большего сечения к ТН. Длину кабеля от ТН до шкафа надо учитывать двойной, так как ток нагрузки на фазу проходит по прямому и обратному проводам на этом участке кабеля.

Для ТН типа ЗНОМ-35, подключенного к обмотке низшего напряжения (НН) автотрансформатора, максимально допустимое сопротивление жил кабеля (провода) $R_{\text{пр}}$ от ТН до нагрузки не должно превышать 6,7 Ом по условию обеспечения надежного действия автоматических выключателей.

Сечения кабелей от ввода кабеля на релейном щите и до панелей защиты выбирают с таким расчетом, чтобы суммарные потери напряжения в кабелях не превышали допустимых значений, т. е. сопротивление жил кабеля должно быть не более

$$R = \frac{\Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{каб}}}{3S_{\text{защ}}} U_{\text{ном}}, \qquad (7.9)$$

где $\Delta U_{\text{доп}}$=3 В, т. е. 3 %$U_{\text{ном}}$; $\Delta U_{\text{каб}}$ — падение напряжения в основном кабеле от ТН до

ввода на релейном щите, В; $S_{защ}$ — потребление аппаратов на панели защиты, В·А.

Аналогично определяется сечение кабелей в цепях удаленных измерительных приборов и в цепях устройств синхронизации (цепи напряжения отдельных присоединений). В этом случае $\Delta U_{доп}$ принимается не более 1,5 В, а вместо $S_{защ}$ берется ΣS — сумма потребления измерительных приборов (включая устройства синхронизации).

Сопротивление жил кабеля, питающего только счетчики электроэнергии, выбирается по потере напряжения по выражению

$$R_{пр} = \frac{\Delta U \cdot 100}{2{,}64 S_{сч}},$$

где $S_{сч}$ — потребление счетчиков, В·А.

При питании по кабелю одного счетчика (потребление счетчика 6 В·А):

а) в цепи расчетного счетчика линии с односторонним питанием, где потеря напряжения не превышает 0,5 %,

$$R_{пр} = \frac{0{,}5 \cdot 100}{2{,}64 \cdot 6} = 3{,}16 \text{ Ом};$$

б) в цепи расчетного счетчика на линии межсистемного транзита, где потеря напряжения не должна превышать 0,25 % при ТН класса точности 0,5,

$$R_{пр} = \frac{0{,}25 \cdot 100}{2{,}64 \cdot 6} = 1{,}58 \text{ Ом}.$$

При питании по кабелю n счетчиков сопротивление $R_{пр}$ по сравнению с пп. «а» и «б» уменьшается в n раз.

Аналогично определяется сопротивление жил кабелей от ввода на релейном щите до панелей защиты или устройств синхронизации для дополнительных обмоток ТН:

$$R_{пр} = \frac{\Delta U_{доп} - \Delta U_{наб}}{2\Sigma S} U_{ном}. \qquad (7.10)$$

Максимально допустимые сопротивления жил кабеля во вторичных цепях дополнительных обмоток ТН 110 кВ и выше по допустимой потере напряжения приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6. **Определение максимально допустимого сопротивления жилы кабеля дополнительных обмоток ТН 110 кВ и выше по потере напряжения**

Место установки ТН	Напряжение ТН, кВ	$S_н$, В·А	$R_{пр}$, Ом
На шинах	110—220	1200	0,125
На шинах при полуторной схеме, на блоке в схеме многоугольника	330—500	120	0,835
На линии	330—500	120	0,835
На автотрансформаторе в схеме многоугольника	330—500	210	0,477
	750	105	0,95
На автотрансформаторе при полуторной схеме	330—750	90	1,67

Потеря напряжения в цепи $3U_0$ ТН 35 кВ незначительна в связи с малой нагрузкой в этой цепи. Поэтому сопротивление проводов в цепях дополнительных обмоток ТН типа ЗНОМ-35 следует определять по условию обеспечения надежного действия автоматического выключателя.

Прежде чем перейти к выбору сечений проводов и жил кабелей во вторичных цепях ТН, обеспечивающих выполнение второго условия — надежное действие защитных автоматических выключателей во вторичных цепях ТН, рассмотрим условия выбора автоматических выключателей в цепях основных и дополнительных обмоток ТН.

Вторичные цепи ТН защищаются автоматическими выключателями (см. § 2.3) типа АП50Б. Для повышения чувствительности их электромагнитных расцепителей (отсечек) при КЗ во вторичных цепях во всех случаях использования отсечек их кратность принимается равной 3,5 (минимальная кратность). Тепловые расцепители установленных автоматических выключателей начинают работать при токе 1,35 номинального и, с учетом возможного отклонения тока срабатывания на ±25 %, обеспечивают надежное действие при токе примерно 1,7 номинального тока расцепителя.

Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя выбирают по наибольшему возможному току длительной нагрузки защищаемой обмотки ТН, учитывая также и повышенную нагрузку при резервировании другого ТН. Так, для основных обмоток ТН на сборных шинах при двойной системе шин (возможно резервирование ТН другой системы шин) или ТН на линии во всех схемах, кроме полуторной (возможно резервирование ТН другой линии), номинальный ток расцепителя определяется по удвоенной нагрузке, допустимой для ТН в классе точности 1, но не превышающей мощность ТН в классе точности 3. Для ТН на шинах при полуторной схеме при подключении ТН к автотрансформатору или к трансформатору блока в схеме многоугольника (возможно резервирование ТН линий), нагрузка которых в нормальных режимах незначительна, номинальный ток расцепителя для основных обмоток определяется по нагрузке, равной 1,5 $S_{тн}$ в классе точности 1. Номинальный ток расцепителя определяется по выражению

$$I_{расч} = k_н \frac{S_{ТН}}{U_{ном.ТН}}, \qquad (7.11)$$

где $S_{тн}$ — номинальная мощность ТН в классе точности 1 (для ТН типа НДЕ-750 в классе точности 0,5), В·А (см. графу $S_н$ в табл.

7.6); $U_{ном,тн}$ — номинальное напряжение основной вторичной обмотки ТН, В; $k_н$ — коэффициент надежности, равный 2 или 1,5.

Для ТН типа НКФ на линии номинальный ток расцепителя автоматического выключателя должен выбираться также с учетом отстройки тока срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{с,р}$ от бросков емкостного тока, возникающих при снятии напряжения с линии. Эти кратковременные броски тока, замыкающегося во вторичных цепях через автотрансформаторы, предназначенные для регулировки уставок дистанционных защит, могут достигать 50—60 А. Ток срабатывания отсечки следует принять:

$$I_{с,р} = k_н I_{2емк},$$

где $I_{2емк}$ — максимальное значение емкостного тока во вторичных цепях; $k_н$ — коэффициент надежности, принимается равным 1,3.

При кратности отсечки 3,5 номинальный ток расцепителя автоматического выключателя должен быть:

$$I_{расч} = \frac{I_{с,р}}{3,5} = \frac{k_н I_{2емк}}{3,5}.$$

При наладке следует производить экспериментальную проверку отстройки расцепителя автоматического выключателя от бросков емкостного тока, поскольку они зависят от нагрузки ТН, протяженности линии и других причин. Для ТН типов НДЕ-500 и НДЕ-750 выбор автоматического выключателя производится по току номинальной нагрузки (табл. 7.7), поскольку при отключении линия не может разряжаться через емкостный делитель напряжения ТН.

При малых значениях тока нагрузки ТН номинальный ток расцепителя выбирается по отключающей способности автоматического выключателя, которая характеризуется значением допустимого тока КЗ. При выборе автоматических выключателей для основных обмоток ТН, подключенных к обмоткам высшего и среднего напряжений автотрансформатора в полуторной схеме ($S_{тн} \leqslant 100$ В·А), а также автоматического выключателя в цепи питания счетчиков и в некоторых других случаях определяется ток трехфазного КЗ на выводах основных вторичных обмоток ТН. Затем выбирается автоматический выключатель с таким номинальным током расцепителя, для которого допустимый ток КЗ не меньше расчетного тока трехфазного КЗ.

Таблица 7.7. Выбор автоматических выключателей по номинальному току

Место присоединения	Тип ТН	Расчетное значение номинального тока расцепителя $I_{расч}$, А	Принятый автоматический выключатель с $I_{ном.расц}$, А
На сборных шинах при двойной системе	ЗНОМ-35	$\frac{2 \cdot 250}{100/\sqrt{3}} = 8,66$	10
	НКФ-110; НКФ-220	$\frac{2 \cdot 600}{100/\sqrt{3}} = 20,8$	25
На шинах при полуторной схеме, при подключении к автотрансформатору или трансформатору блока в схеме многоугольника	НКФ-330; НКФ-500	$\frac{1,3 \cdot 60}{3,5} = 22,3$	25
	НДЕ-500	$\frac{1,5 \cdot 500}{100/\sqrt{3}} = 13$	16
	НДЕ-750	$\frac{1,5 \cdot 300}{100/\sqrt{3}} = 7,8$	10
На линии	НКФ-330; НКФ-500	$\frac{1,3 \cdot 60}{3,5} = 22,3$	25
На линии при полуторной схеме	НДЕ-500	$\frac{500}{100/\sqrt{3}} = 8,63$	10
	НДЕ-750	$\frac{300}{100/\sqrt{3}} = 5,2$	6,3
На линии во всех схемах, кроме полуторной	НДЕ-500	$\frac{2 \cdot 300}{100/\sqrt{3}} = 10,36$	10

Таблица 7.8. Выбор автоматических выключателей при малых токах нагрузки

Тип ТН	Ток трехфазного КЗ на выводах ТН $I_к^{(3)}$, А	Принятый автоматический выключатель	
		номинальный ток расцепителя $I_{ном}$, А	допустимый ток КЗ, А
НКФ-330; НКФ-500	$\frac{100}{4,36} \cdot \frac{2000}{100/\sqrt{3}} = 795$	6,3	800
НДЕ-500; НДЕ-750	168 (по экспериментальным данным ВНИИЭ)	2,5	400
ЗНОМ-35	$\frac{100}{6} \cdot \frac{1200}{100/\sqrt{3}} = 346$	2,5	400
НОМ-35	$\sqrt{3} \cdot \frac{100}{3,87} \cdot \frac{1200}{100} = 550$	4	600

По табл. 7.8 выбираются автоматические выключатели при малых токах нагрузки. Выбранные автоматические выключатели должны иметь электромагнитные и тепловые расцепители.

В цепях дополнительных обмоток ТН 35—750 кВ длительная нагрузка незначительна, не превышает 1 А, и не определяет ток автоматических выключателей. Для обеспечения возможно более высокой чувствительности их следует выбирать по отключающей способности. Выбор автоматических выключателей производится по табл. 7.9, где $Z_{ТН}$ — сопротивление между обмотками ВН и дополнительной НН ТН; $u_к$ — напряжение КЗ, %; $S_{пред}$ — предельная мощность ТН.

Таблица 7.9. Выбор автоматических выключателей в цепях дополнительных обмоток ТН

Тип ТН	Автоматический выключатель включен в провода	$Z_{ТН} = \frac{u_к}{100}\frac{U^2_{ном,ТН}}{S_{пред}}$, Ом	$I_{к,max}$		Принятый автоматический выключатель	
			расчетное выражение	числовое значение, А	$I_{ном.расц}$, А	допустимый ток КЗ, А
НКФ-110	$U-F$	$\frac{3,87}{100}\cdot\frac{100^2}{2000}=0,193$	$I_к=\frac{\sqrt{3}U_{ном,ТН}}{Z_{ТН}}$	$\frac{\sqrt{3}\cdot100}{0,193}=893$	10	2000
НКФ-220 ($150/\sqrt{3}$ кВ)		$\frac{4,6}{100}\cdot\frac{100^2}{2000}=0,23$		$\frac{\sqrt{3}\cdot100}{0,23}=755$	6,3	800
НКФ-220 ($220/\sqrt{3}$ кВ)		$\frac{5,15}{100}\cdot\frac{100^2}{2000}=0,257$		$\frac{\sqrt{3}\cdot100}{0,257}=675$		
НКФ-330		$\frac{4,2}{100}\cdot\frac{100^2}{2000}=0,21$		$\frac{\sqrt{3}\cdot100}{0,21}=820$	10	2000
НКФ-500		$\frac{6,4}{100}\cdot\frac{100^2}{2000}=0,32$		$\frac{\sqrt{3}\cdot100}{0,32}=540$	6,3	800
НДЕ-500		—		$\sqrt{3}\cdot87=150$	6,3	800
НКФ-110	$F-K$ (обходная система шин)	0,193	$I_к=\frac{100}{u_к}\cdot\frac{S_{пред}}{U_{ном,ТН}}$	$\frac{100}{0,193}=520$	4	600
НКФ-220 ($150/\sqrt{3}$ кВ)		0,23		$\frac{100}{0,23}=435$	4	600
НКФ-220 ($220/\sqrt{3}$ кВ)		0,257		$\frac{100}{0,257}=390$	2,5	400
ЗНОМ-35	U	$\frac{11,2}{100}\cdot\frac{(100/3)^2}{1200}=0,103$	$I_к=\frac{\sqrt{3}U_{ном,ТН}}{Z_{ТН}}$	$\frac{\sqrt{3}\cdot100/3}{0,103}=560$	4	600
	H (цепь $3U_0$)		$I_к=\frac{U_{ном,ТН}}{Z_{ТН}}$	$\frac{100/3}{0,103}=324$	Тепловой 10	400
					Электромагнитный 2,5	400

Таблица 7.10. Определение сопротивления жилы кабеля с учетом обеспечения работы защитных автоматических выключателей при двухфазных КЗ

Тип ТН	$I_{ном.расц}$, А	$u_к$, %	Z_{TH}^{*1}, Ом	$R_{пр}$	
				расчетное выражение	числовое значение, Ом
ЗНОМ-35	10	6	0,167	$R_{пр}=\sqrt{\left(\frac{\sqrt{3}\,U_{ном.ТН}}{2\cdot 6\,I_{ном.расц}}\right)^2-X_{TH}^2}$	$\sqrt{\left(\frac{\sqrt{3}\cdot 100/\sqrt{3}}{12\cdot 10}\right)^2-0{,}167^2}=0.82$
НКФ	25	4,48*	0,075		$\sqrt{\left(\frac{\sqrt{3}\cdot 100/\sqrt{3}}{12\cdot 25}\right)^2-0{,}075^2}=0{,}324$
НДЕ-500	16	12,4	0,344*2		$\sqrt{\left(\frac{\sqrt{3}\cdot 100/\sqrt{3}}{12\cdot 16}\right)^2-0{,}344^2}=0.394$
НДЕ-500; НДЕ-750	10	1,9	0,04*2	$R_{пр}=\frac{\sqrt{3}\,U_{ном.ТН}}{2\cdot 6\,I_{ном.расц}}-Z_{TH}^{*3}$	$\frac{\sqrt{3}\cdot 100/\sqrt{3}}{12\cdot 10}-0.04=0{,}795$
НДЕ-750	6,4	1,9	0,04*2		$\frac{\sqrt{3}\cdot 100/\sqrt{3}}{12\cdot 6{,}4}-0{,}04=1{,}26$

* Соответствует ТН типа НКФ-500, имеющему наибольшее $u_к$, %, из ТН серии НКФ.

*1 $Z_{TH}=\frac{u_к U_{ном.ТН}^2}{100\,S_{пред}}$, где $u_к$ — напряжение КЗ между обмотками ВН и основной НН, %: $S_{пред}$ — предельная мощность ТН; $U_{ном.ТН}$ — номинальное напряжение основной вторичной обмотки ТН.

*2 $u_к$, %, соответствует активному сопротивлению, индуктивное сопротивление компенсируется емкостью делителя напряжения.

*3 Этим выражением можно пользоваться только при токе $I_к^{(2)} \leqslant 60$ А, при котором не сказывается насыщение реактора. При большем значении тока КЗ следует определять Z_{TH} в соответствии с экспериментальными данными ВНИИЭ, согласно которым максимальный ток при КЗ на выводах ТН типа НДЕ равен 168 А. Этому соответствует $Z_{TH}=\frac{U_{ном}}{168}=\frac{100}{\sqrt{3}\cdot 168}=0{,}344$ Ом и $u_к=12{,}4$ %.

Автоматический выключатель в цепи $3U_0$ (в проводе H) ТН типа ЗНОМ-35, присоединенного к шинам, должен иметь только тепловой расцепитель. На ТН 35 кВ, присоединенном к обмотке низшего напряжения автотрансформатора, автоматический выключатель в цепи $3U_0$ устанавливается только с электромагнитным расцепителем.

Сечение жил кабеля должно быть выбрано таким, чтобы удовлетворялось требование 2 (стр. 84), т. е. защитные автоматические выключатели, установленные во вторичных цепях основных и дополнительных обмоток ТН, были чувствительны к токам КЗ в любой точке вторичных цепей ТН.

В целях упрощения расчетов определение минимальных токов КЗ производится при металлических двух- и однофазных КЗ. При двухфазных КЗ во вторичных цепях *основных обмоток ТН* защита должна осуществляться электромагнитными расцепителями автоматических выключателей с коэффициентом чувствительности 1,5. При этом значение минимального тока двухфазного КЗ, который будет надежно отключен электромагнитным расцепителем при его максимальном токе срабатывания, составит:

$$I_К = 1{,}5 I_{ср.max} = 1{,}5 \cdot 4 I_{ном.расц} = 6 I_{ном.расц}.$$

При однофазных КЗ во вторичных цепях *основных обмоток ТН* защита может осуществляться и тепловыми расцепителями автоматических выключателей. Значение минимального тока однофазного КЗ, обеспечивающего надежную работу теплового расцепителя, согласно «Инструкции по проверке ТН и их вторичных цепей» ГТУ Минэнерго СССР составляет $3I_{ном.расц}$.

Определение $R_{пр}$, обеспечивающего минимальный ток двухфазного КЗ для надежного действия электромагнитных расцепителей автоматических выключателей во вторичных

цепях основных обмоток ТН 35 кВ и выше, приведено в табл. 7.10.

Если суммарное сопротивление жил основного кабеля и кабеля от релейного щита до удаленных измерительных приборов окажется больше допустимого по обеспечению надежного действия автоматического выключателя, то в цепи кабеля, питающего измерительные приборы, должен быть установлен неселективный автоматический выключатель.

Для ТН, установленного на стороне 330 или 500 кВ автотрансформатора при полуторной схеме, сопротивление $R_{пр}$ принимается: для ТН серии НДЕ — не более 6,7 Ом; для ТН серии НКФ — не более 2,6 Ом.

Определение суммарного сопротивления фазного и нулевого проводов $R_{пр}+R_{0\,пр}$, обеспечивающего минимальный ток однофазного КЗ для надежного действия тепловых расцепителей автоматических выключателей во вторичных цепях основных обмоток ТН 35 кВ и выше, приведено в табл. 7.11.

Сопоставление результатов определения сопротивления проводов в цепи основных обмоток ТН по потере напряжения, приведенных в табл. 7.5, с результатами расчета по обеспечению надежного действия автоматических выключателей (см. табл. 7.10) показывает, что $R_{пр}$ следует выбирать по потере напряжения.

По окончательно выбранному $R_{пр}$ определяется течение жил кабеля по выражению (7.4).

При КЗ между проводами $U — K$ (или $F — H$) во вторичных цепях *дополнительных обмоток ТН* в конце цепи у нагрузки (у панели защиты) защита должна осуществляться электромагнитными расцепителями автоматических выключателей. Тогда минимальное значение тока КЗ составит $6I_{ном,расц}$ (см. расчет основных обмоток ТН).

При КЗ между проводами $H — K$ во вторичных цепях дополнительных обмоток ТН 35 кВ типа ЗНОМ-35, установленного на шинах, в условиях однофазного замыкания на землю на стороне 35 кВ защита обеспечивается тепловым расцепителем, чему соответствует значение минимального тока КЗ, равное $3I_{ном,расц}$ (см. расчет основных обмоток).

Определение $R_{пр}$, обеспечивающего минимальный ток КЗ для надежного действия защитных автоматических выключателей во вторичных цепях дополнительных обмоток ТН 35 кВ и выше, приведено в табл. 7.12.

Как видно из табл. 7.12, определяющим условием для выбора сечения проводов у ТН типа ЗНОМ-35 является обеспечение надежного действия автоматических выключателей при КЗ между проводами $U — K$ или $F — H$.

Из сравнения табл. 7.6 и 7.12 следует, что определение $R_{пр}$ в цепях дополнительных обмоток НКФ-110, НКФ-220 должно производиться всегда по потере напряжения, а для НДЕ-750 — всегда по надежному действию автоматического выключателя. Для НКФ-330, НКФ-500 и НДЕ-500 определяющим может быть и то, и другое условие в зависимости от места установки ТН. По окончательно выбранному $R_{пр}$ определяется сечение жил кабеля по выражению (7.4). Если в цепях дополнительных обмоток окажется необходи-

Таблица 7.11. **Определение сопротивления жилы кабеля с учетом обеспечения работы защитных автоматических выключателей при однофазных КЗ**

Тип ТН	$I_{ном,расц}$, А	$R_{пр}+R_{0\,пр}$	
		расчетное выражение	числовое значение, Ом
ЗНОМ-35	10	$R_{пр}+R_{0пр}=\sqrt{\left(\frac{U_{ном,ТН}}{3I_{ном,расц}}\right)^2-X_{ТН}^2}$	$\sqrt{\left(\frac{100/\sqrt{3}}{3\cdot10}\right)^2-0{,}167^2}=1{,}92$
НКФ	25		$\sqrt{\left(\frac{100/\sqrt{3}}{3\cdot25}\right)^2-0{,}075^2}=0{,}765$
НДЕ-500	16	$R_{пр}+R_{0пр}=\frac{U_{ном,ТН}}{3I_{ном,расц}}-Z_{ТН}$	$\frac{100/\sqrt{3}}{3\cdot16}-0{,}04=1{,}155$
НДЕ-500; НДЕ-750	10		$\frac{100/\sqrt{3}}{3\cdot10}-0{,}04=1{,}89$
НДЕ-750	6,4		$\frac{100/\sqrt{3}}{3\cdot6{,}4}-0{,}04=2{,}97$

Таблица 7.12. Определение максимально допустимого сопротивления жилы кабеля дополнительных обмоток ТН по чувствительности автоматических выключателей

Тип ТН	$R_{пр}$	
	расчетное выражение	числовое значение, Ом
НКФ-110; НКФ-330	$R_{пр}=\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{U_{ном,ТН}}{6I_{ном,расц}}\right)^2-(2X_{ТН})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{100}{6\cdot10}\right)^2-(2\cdot0,21)^2}=0,81$
НКФ-220; НКФ-500		$\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{100}{6\cdot6,4}\right)^2-(2\cdot0,32)^2}=1,26$
НДЕ-500; НДЕ-750		$\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{100}{6\cdot6,4}\right)^2-(2\cdot1,15)^2}\approx0,61$
ЗНОМ-35 (при КЗ между $U-K$ или $F-H$)		$\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{100/3}{6\cdot4}\right)^2-(2\cdot0,103)^2}=0,69$
ЗНОМ-35 (при КЗ между $H-K$) на шинах	$R_{пр}=\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{U_{ном,ТН}}{I_{ном,расц}}\right)^2-(3X_{ТН})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{100/3}{10}\right)^2-(3\cdot0,103)^2}=1,66$
ЗНОМ-35 (при КЗ между $H-K$) на автотрансформаторе	$R_{пр}=\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{3U_{ном,ТН}}{6I_{ном,расц}}\right)^2-(3Z_{ТН})^2}$	$\frac{1}{2}\sqrt{\left(\frac{3\cdot100/3}{6\cdot2,5}\right)^2-(3\cdot0,103)^2}=3,33$

мым применить силовой кабель с уменьшенным сечением четвертой жилы, то она не должна включаться в цепь $3U_0$. Ее следует использовать в качестве малонагруженного провода F.

Для ТН 6—24 кВ расчет цепей основных обмоток по потере напряжения производится аналогично ТН 35 кВ и выше. Допустимая потеря напряжения ΔU для ТН шин ГРУ и ТН генератора принимается равной 0,25 В, так как от них питаются расчетные счетчики. Нагрузка наиболее загруженной фазы ТН $S_н$ принимается равной номинальной нагрузке фазы ТН при работе его в классе точности 0,5.

Определение максимально допустимого сопротивления жилы кабеля для ТН у выводов генератора и вторичных шинок напряжения для ТН на шинах ГРУ, прокладываемых в ГРУ, приведено в табл. 7.13.

Для ТН на секциях 6—10 кВ СН разводка вторичных цепей выполняется шинками сечением 4 мм², прокладываемыми вдоль всех шкафов КРУ секции.

Номинальный ток электромагнитных расцепителей автоматических выключателей во вторичных цепях основных обмоток ТН 6—24 кВ принят равным 2,5 А по отключающей способности. Условие отстройки от максимально допустимого тока нагрузки не является определяющим, так как нагрузка у этих ТН незначительна. Исключение составляет

Таблица 7.13. Определение максимально допустимого сопротивления жилы кабеля основных обмоток ТН 6—24 кВ по потере напряжения

Место установки	Тип ТН	Напряжение обмотки ВН, В	$S_н$, В·А	$R_{пр}=\frac{0,25\cdot100}{3S_н}$, Ом
Шины ГРУ	ЗНОЛ.06-6	$6000/\sqrt{3}$	50	0,167
	ЗНОЛ.06-10	$10000/\sqrt{3}$	75	0,111
	НТМИ-6	6000	$1/3\cdot75=25$	0,332
	НТМИ-10	10000	$1/3\times120=40$	0,207
Выводы генератора	ЗНОЛ.06-6	$6000/\sqrt{3}$	50	0,167
	ЗНОЛ.06-10-24	$10000/\sqrt{3}-24000/\sqrt{3}$	75	0,111
	ЗНОМ-15	$6000/\sqrt{3}$	50	0,167
		$10000/\sqrt{3}$	75	0,111
		$15750/\sqrt{3}$	100	0,083
	ЗНОМ-20	$18000/\sqrt{3}$	75	0,111
		$20000/\sqrt{3}$	75	0,111
	ЗНОМ-24	$24000/\sqrt{3}$	150	0,055

автоматический выключатель в цепях ТН типов ЗНОЛ.06, ЗНОЛ.09, устанавливаемый на секциях СН 6 кВ, номинальный ток которого по отключающей способности принят равным 4 А. Автоматические выключатели должны иметь электромагнитный и тепловой расцепители для повышения чувствительности.

Для обеспечения надежного действия защитных автоматических выключателей в цепях основных обмоток ТН 6—24 кВ максимально допустимое сопротивление провода определяется при двухфазном КЗ:

$$R_{\text{пр}} = \frac{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном, ТН}}}{2\cdot 6 I_{\text{ном,расц}}} = \frac{\sqrt{3}\cdot 100/\sqrt{3}}{12\cdot 2{,}5} = 3{,}33 \text{ Ом}.$$

Сравнивая полученное значение с результатами расчета по потере напряжения (см. табл. 7.13), следует сделать вывод, что для всех ТН 6—24 кВ $R_{\text{пр}}$ должно определяться по первому условию — допустимой потере напряжения.

Сопротивление цепей дополнительных обмоток ТН 6—24 кВ определяется только по надежности действия автоматических выключателей при КЗ во вторичных цепях. Нагрузка дополнительных обмоток незначительна и расчет сопротивления проводов по потере напряжения не является определяющим.

Автоматические выключатели в цепях дополнительных обмоток ТН 6—24 кВ (цепь $3U_0$) выбираются по отключающей способности и имеют $I_{\text{ном,расц}} = 2{,}5$ А:

$$R_{\text{пр}} = \frac{1}{2}\cdot\frac{3\cdot 100/3}{6\cdot 2{,}5} = 3{,}33 \text{ Ом}.$$

Автоматический выключатель в цепях дополнительных обмоток должен иметь электромагнитный и тепловой расцепители, за исключением автоматических выключателей в цепях ТН на стороне низшего напряжения автотрансформатора (трансформатора). В этом случае автоматический выключатель должен иметь только электромагнитный расцепитель.

Пример. Выбрать кабель от ТН типа НКФ-110, подключенного к шинам, до релейного щита (длина кабеля 150 м) и от ввода основного кабеля на релейном щите до панелей защиты (длина наиболее протяженного кабеля 25 м; потребление защиты в цепи основных обмоток ТН 55 В·А/на фазу) и кабель от релейного щита до измерительных приборов, установленных на ЦШУ (длина кабеля 120 м; потребление приборов по 10 В·А на напряжениях U_{AB} и U_{BC}).

Принимая сопротивление одной жилы кабеля в фазе $R_{\text{пр}} \leqslant 0{,}083$ Ом (по табл. 7.5) и для алюминия $\gamma = 34{,}5$ м/(Ом·мм^2), определяем сечение жилы кабеля

$$q = \frac{150}{34{,}5\cdot 0{,}083} = 52{,}45 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель 3×70+1×25 мм^2. Действительное сопротивление его жил

$$R_{\text{пр}} = \frac{150}{34{,}5\cdot 70} = 0{,}0625 \text{ Ом и}$$

$$R_{\text{опр}} = \frac{150}{34{,}5\cdot 25} = 0{,}174 \text{ Ом}.$$

Кабель от каждой фазы ТН до шкафа ТН (длина 10 м) принимается сечением 3×16 мм^2. Так как нулевая точка собирается в шкафу ТН, учитывается двойная длина этого кабеля:

$$R_{\text{пр}} = \frac{20}{34{,}5\cdot 16} = 0{,}036 \text{ Ом}.$$

Полное действительное сопротивление жил кабелей в фазе от ТН до релейного щита

$$R_{\text{пр}} = 0{,}0625 + 0{,}0036 = 0{,}0985 \text{ Ом}.$$

Сопротивление одной жилы кабеля от ввода основного кабеля на релейном щите до панели защиты определяется по выражению (с учетом потери напряжения 3 %)

$$R_{\text{пр,защ}} = \frac{(3 - 3S_{\text{н, ТН}} R_{\text{осн,каб}}/100)\cdot 100}{3S_{\text{защ}}}, \quad (7.12)$$

где $S_{\text{ТН}}$ принимается по табл. 7.5; $R_{\text{осн, каб}}$ — действительное сопротивление основного кабеля, Ом; $S_{\text{защ}}$ — потребление аппаратуры защиты, В·А;

$$R_{\text{пр,защ}} = \frac{(3 - 3\cdot 600\cdot 0{,}0985/100)\cdot 100}{3\cdot 55} = 0{,}74 \text{ Ом}.$$

Сопротивление кабелей от ТН до панели защиты $R_{\text{пр, защ}} + R_{\text{осн, каб}} = 0{,}74 + 0{,}0985 = 0{,}838 > 0{,}324$ Ом (см. табл. 7.10).

Следовательно, сопротивление жилы кабеля, питающего панель защиты, должно быть не более

$$R_{\text{пр,защ}} \leqslant 0{,}324 - 0{,}0985 = 0{,}2255 \text{ Ом}.$$

При этом $\Sigma(R_{\text{пр}} + R_{0\text{ пр}}) = 0{,}0985 + 0{,}174 + 2\cdot 0{,}2255 = 0{,}7235 < 0{,}765$, что является допустимым согласно табл. 7.11.

Определим сечение медных жил кабелей, питающих панели защиты:

$$q = \frac{25}{57\cdot 0{,}2255} = 1{,}945 \text{ мм}^2.$$

Принимается кабель сечением 4×2,5 мм^2.

Сопротивление кабеля, питающего по трем фазам измерительные приборы на ЦЩУ, согласно выражению (7.12)

$$R_{\text{пр,приб}} = \frac{(1{,}5 - 3\cdot 600\cdot 0{,}0985/100)\cdot 100}{3\cdot 10} < 0,$$

т. е. для обеспечения $\Delta U_{\text{доп}} = 1{,}5$ В для измерительных приборов необходимо увеличить сечение основного кабеля от ТН до ввода на релейный щит до 3×95+1××50 мм^2 и повторить расчет или провести отдельный кабель от ТН до ЦЩУ.

7.4. ЗАЩИТА ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Защита вторичных цепей постоянного и переменного тока осуществляется, как правило, при помощи автоматических выключателей. Для указанной цели наибольшее распространение получили автоматические выключатели малой мощности серий АП50 и АП50Б, отвечающие требованиям защиты вторичных цепей (см. гл. 6). Они обладают высокой надежностью, быстродействием, более стабильными характеристиками по сравнению с предохранителями, а их вспомогательные контакты могут

использоваться для замыкания цепи сигнала при их отключении. Автоматические выключатели позволяют защищать вторичные цепи как от токов КЗ, так и от перегрузки, для чего они снабжаются комбинированными расцепителями (электромагнитным и тепловым). После отключения защищаемой цепи их можно немедленно включить снова.

Предохранители с плавкой вставкой имеют перечисленные ниже недостатки:

1) сгорание плавкой вставки вызывает необходимость определения предохранителя с этой вставкой, ее замены и хранения запаса новых заряженных предохранителей;

2) изменение со временем характеристики вследствие возникающих в условиях эксплуатации перегрузок, а также от частых или резких изменений температуры, что приводит к неселективной их работе;

3) необходимость контроля сгорания вставок предохранителей при помощи сигнализирующих устройств;

4) находящиеся под напряжением металлические части предохранителей не защищены изолирующими крышками.

Несмотря на перечисленные недостатки для обеспечения селективности и на групповых линиях, отходящих от шин постоянного или переменного оперативного тока напряжением 220 В, устанавливают предохранители типов НПН и ПН2. Так как схемы вторичных цепей обычно выполняются таким образом, что автоматические выключатели индивидуальной защиты подключаются к шинкам управления, питаемым от групповых линий, защита вторичных цепей работает по комбинированной схеме предохранитель — автоматический выключатель или автоматический выключатель — автоматический выключатель.

Питание оперативным током вторичных цепей каждого присоединения производится через отдельные предохранители или автоматические выключатели (применение последних предпочтительнее).

При последовательном включении автоматических выключателей и предохранителей последние должны устанавливаться перед автоматическими выключателями (со стороны источника питания). Такая схема защиты требует согласования характеристик индивидуальных и групповых защит для обеспечения селективной их работы.

Выбор аппаратуры для комбинированной защиты предохранитель — автоматический выключатель выбирается следующим образом:

1) рассчитываются возможные токи КЗ для проверки группового автоматического выключателя или предохранителя и индивидуального автоматического выключателя по стойкости к максимальному току КЗ, а также для определения чувствительности;

2) выбираются автоматические выключатели для индивидуальной защиты и предохранители или автоматические выключатели для групповых защит;

3) производится проверка выбранных автоматических выключателей и предохранителей из условия их селективной работы и затем уточнение их параметров по результатам проверки на селективную работу.

Ток КЗ в сети оперативного постоянного тока определяется по формуле

$$I_{к} = \frac{E_{расч} n}{R_{АБ} + R_{внешн}},$$

где $E_{расч}$ — расчетная ЭДС; $E_{расч}=1{,}93$ В, если фактическое внешнее сопротивление цепи КЗ $R_{вн}$ больше внешнего граничного сопротивления $R_{вн,гран}$; $E_{расч}=1{,}73$ В, если $R_{вн}<R_{вн,гран}$.

Граничные значения внешнего сопротивления определяются по формуле

$$R_{вн,гран} = 7{,}5\frac{n}{N}10^{-3}\ \text{Ом},$$

где N — номер аккумуляторной батареи; n — число элементов аккумуляторной батареи, подключенных к щиту постоянного тока в нормальном режиме. Внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи $R_{АБ}$ при $R_{вн}>R_{вн,гран}$ определяется по формуле: $R_{АБ}=\frac{5{,}4n}{N}10^{-3}$ Ом; при $R_{вн}<R_{вн,гран}$ $R_{АБ}=\frac{4n}{N}10^{-3}$ Ом;

$$R_{вн} = R_{каб} + R_{эк},$$

где $R_{эк}=0{,}005$ Ом — переходное сопротивление щеточных контактов элементного коммутатора; $R_{каб}$ — сопротивление кабеля до точки КЗ, определяемое по формуле (7.4) с учетом удвоенной длины проводника в цепи КЗ (туда и обратно).

На электростанциях и подстанциях с аккумуляторными батареями на щитах 0,4 кВ СН используется для оперативных цепей фаза — нуль напряжения переменного тока. В этих цепях возможны только однофазные КЗ, ток которых вычисляется по выражению

$$I_{к}^{(1)} = \frac{U_{ф}}{Z_{т}^{(1)}/3 + Z_{п}},$$

где $U_{ф}=0{,}4/\sqrt{3}=0{,}23$ кВ — фазное напряжение сети; $Z_{т}^{(1)}=Z_{т1}+Z_{т2}+Z_{т0}$ — полное сопротивление (сумма сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей) питающего трансформатора щита СН, Ом, при однофазном КЗ на стороне низшего напряжения; $Z_{п}$ — полное сопротивление короткозамкнутой цепи фаза — нуль, Ом. В практических

расчетах не требуется учитывать индуктивное сопротивление кабелей.

Действующее значение полного тока КЗ за первый период определяется по формуле

$$I_{кmax}^{(1)} = I_к^{(1)} \sqrt{1 + 2(p-1)^2},$$

где p — ударный коэффициент, равный $1 + e^{-\frac{3{,}14R}{X}}$; R и X — суммарные активное и индуктивное сопротивления трансформатора и петли проводов до точки КЗ.

На подстанциях на переменном оперативном токе питание оперативных цепей осуществляется от трансформатора СН через стабилизатор на напряжении $0{,}4/\sqrt{3} = 0{,}23$ кВ. Ток КЗ за стабилизатором до 14 А.

Автоматические выключатели выбираются в соответствии со следующими условиями:

1) номинальное напряжение автоматического выключателя должно быть не ниже напряжения сети:

$$U_{ном,авт} \geqslant U_{сети};$$

2) номинальный ток расцепителя должен быть не менее расчетного длительного тока нагрузки защищаемой цепи (постоянно подтянутых обмоток реле, контакторов, ламп и т. д.):

$$I_{ном,расц} \geqslant I_{расч,цепи};$$

3) ток уставки теплового расцепителя (защита от перегрузки) должен быть с учетом разброса равен 125 % расчетного тока цепи:

$$I_{уст,т,расц} = 1{,}25 I_{расч,цепи};$$

4) ток уставки электромагнитного расцепителя или ток отсечки $I_{отс}$ должен быть не менее 150 % наибольшего тока кратковременной перегрузки, возможной в условиях нормальной эксплуатации (например, тока электромагнита включения или отключения выключателя):

$$I_{уст,эм,расц} \geqslant 1{,}5 I_{пер} \text{ (с учетом разброса).}$$

По току уставки электромагнитного расцепителя определяется кратность токовой отсечки $K_р$.

Для переменного тока $K_р = I_{уст,эм,расц} / I_{ном,авт}$.

Так как автоматические выключатели по току отсечки калибруются на переменном токе, то ток отсечки автоматического выключателя в цепи постоянного тока будет на 30 % больше при том же значении кратности. Поэтому для того, чтобы автоматический выключатель на постоянном токе срабатывал при расчетном токе уставки, необходимо кратность тока отсечки устанавливать на 30 % меньше по сравнению с автоматическими выключателями, работающими в цепях переменного тока.

Для постоянного тока $K_р = I_{уст,эм,расц} / 1{,}3 I_{ном,авт}$;

5) предельно допустимый ток отключения автоматического выключателя по условию его коммутационной способности должен быть больше максимального тока КЗ: $I_{доп,авт} \geqslant I_{к,max}$.

Ток $I_{к,max}$ для переменного оперативного тока — это расчетное действующее значение полного тока КЗ за первый период.

Для автоматических выключателей типа АП50 постоянного тока допустимый ток КЗ $I_{доп,авт} = 2{,}5$ кА. Для автоматических выключателей АП50 переменного тока $I_{доп,авт}$ принимается равным 5 кА, хотя их расцепители с $I_{ном,расц}$ от 1,6 до 25 А неустойчивы при таком значении тока КЗ. Однако при этом учитывается, что неустойчивая работа автоматических выключателей может происходить только при весьма редких повреждениях близко расположенных участков кабеля и что после таких повреждений за время ремонта кабеля можно заменить поврежденный автоматический выключатель.

Для автоматических выключателей АП50Б постоянного тока допустимый ток КЗ для автоматического выключателя с $I_{ном,расц}$ от 10 до 50 А $I_{доп,авт} = 2{,}5$ кА. Если ток КЗ в оперативных цепях превышает допустимый ток отключения автоматического выключателя АП50, выбранного из условий 1—4, то необходимо принять автоматический выключатель с большей отключающей способностью:

6) автоматические выключатели должны быть проверены по чувствительности:

$$I_к \geqslant 1{,}1 K_{разбр} I_{отс}.$$

Коэффициент разброса $K_{разбр}$ для автоматического выключателя АП50 составляет 1,15; тогда $I_к \geqslant 1{,}27\, I_{отс}$.

На подстанциях на переменном оперативном токе при питании цепей через стабилизатор для обеспечения необходимой чувствительности к току КЗ применяются автоматические выключатели с кратностью отсечки 3,5.

Предохранители, устанавливаемые в качестве групповой защиты в пункте питания на щитах постоянного или переменного тока, выбираются в соответствии со следующими условиями:

1) номинальное напряжение предохранителя должно быть не ниже напряжения сети:

$$U_{ном,пр} \geqslant U_{сети};$$

2) номинальный ток плавкой вставки предохранителя должен быть больше расчетного тока цепи:

$$I_{ном,пр} = K_н I_{расч,цепи},$$

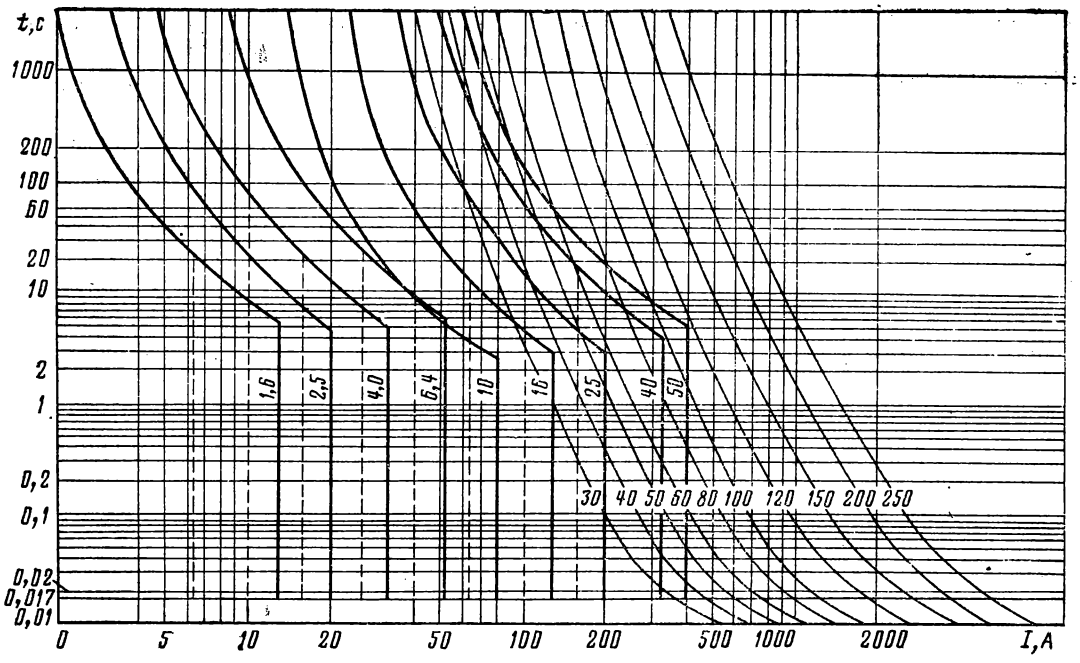


Рис. 7.1. Ампер-секундные характеристики автоматических выключателей АП50-2МТ для постоянного тока с $I_{ном, расц}$ от 1,6 до 50 А. Характеристики предохранителей ПН-2 с $I_{ном, пр}$ от 30 до 250 А

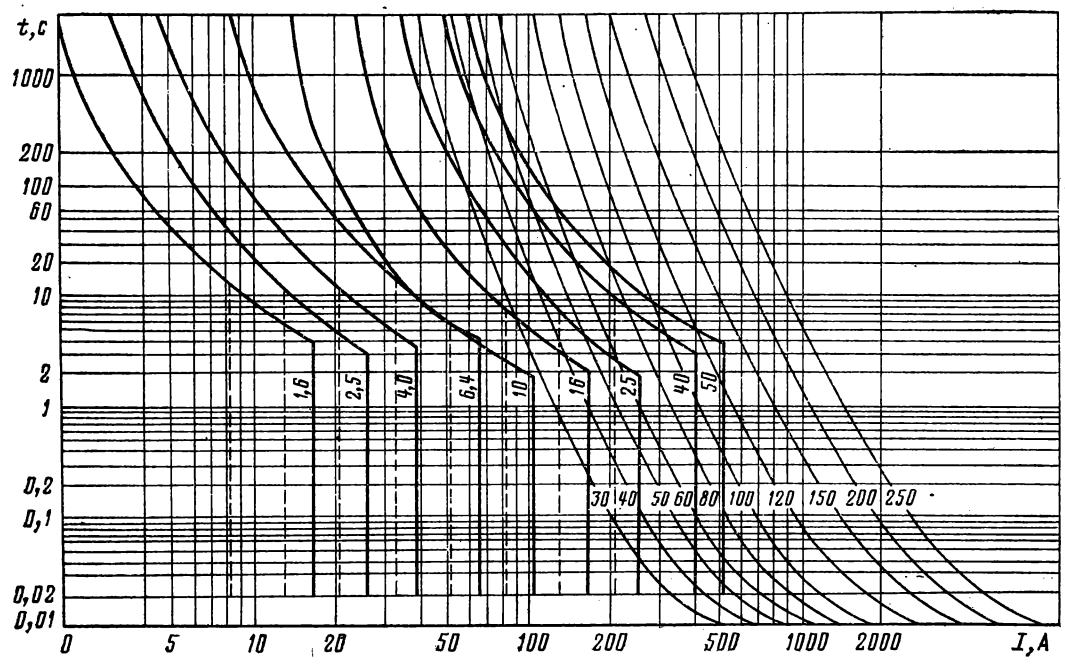


Рис. 7.2. Ампер-секундные характеристики автоматических выключателей АП50-3МТ для переменного тока с $I_{ном, расц}$ от 1,6 до 50 А. Характеристики предохранителей ПН-2 с $I_{ном, пр}$ от 30 до 250 А

где $K_н$ — коэффициент надежности, равный 1,2;

3) номинальный ток плавкой вставки предохранителя, определенный по току перегрузки, предусмотренной в условиях нормальной работы, выбирается по условию

$$I_{ном, пр} \geqslant \frac{I_{пер}}{K_н},$$

где $K_н$ — коэффициент перегрузки, равный 2,5 при продолжительности перегрузки 2—3 с;

4) предельно отключаемый ток плавкой

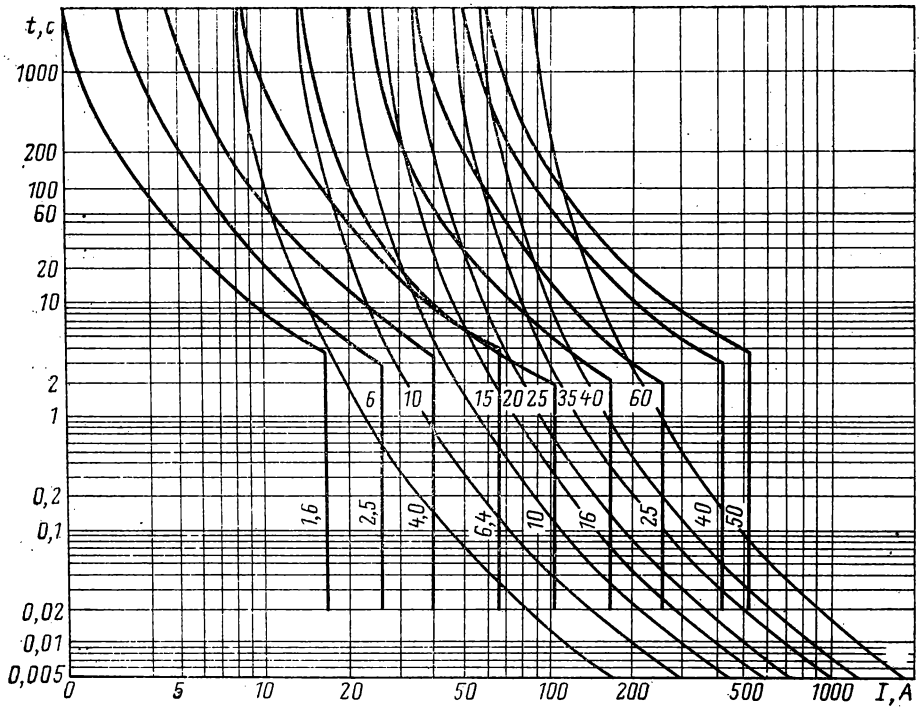


Рис. 7.3. Ампер-секундные характеристики автоматических выключателей АП50-2МТ для постоянного тока с $I_{ном,\ расц}$ от 1,6 до 50 А. Характеристики предохранителей НПН с $I_{ном,\ пр}$ от 6 до 60 А.

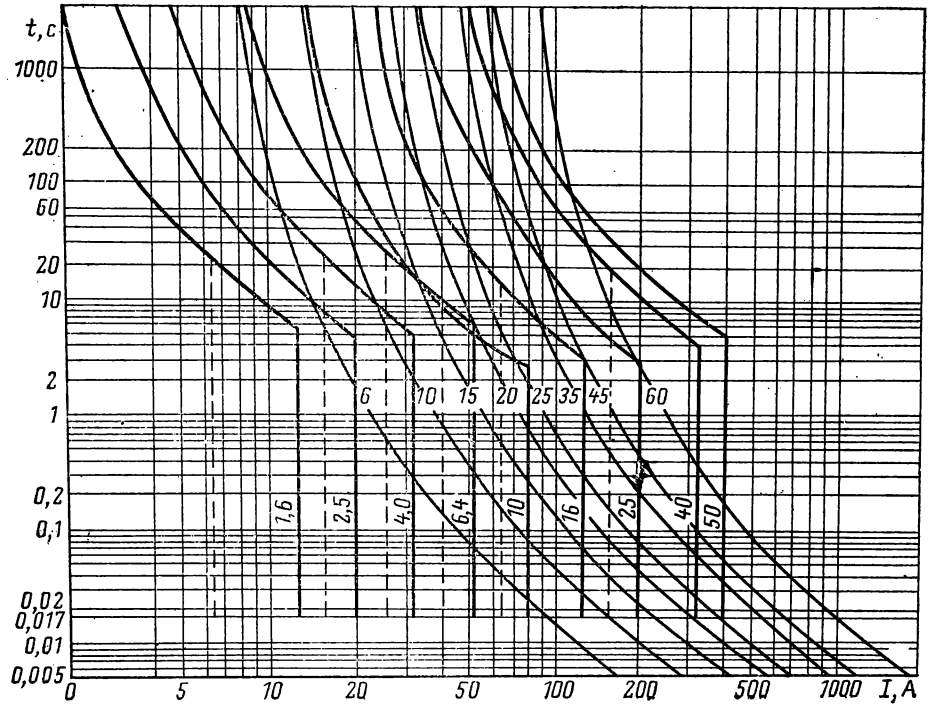


Рис. 7.4. Ампер-секундные характеристики автоматических выключателей АП50-3МТ для переменного тока с $I_{ном,\ расц}$ от 1,6 до 50 А. Характеристики предохранителей НПН с $I_{ном,пр}$ от 6 до 60 А.

вставки должен быть больше максимального действующего значения периодической составляющей тока КЗ (без учета токоограничивающей способности предохранителей):

$$I_{пред} > I_{к,max}\ ;$$

5) плавкая вставка предохранителя должна быть проверена по условию чувствительности:

$$I_к \geqslant 5I_{ном,пр}\ ;$$

6) предохранители комбинированной защиты — предохранитель—автоматический выключатель проверяют по условию селективной работы с автоматическими выключателями АП50 по совмещенным ампер-секундным характеристикам предохранителей и автоматиче-

ских выключателей, приведенным на рис. 7.1—7.4. На этих рисунках характеристики автоматических выключателей показаны жирными линиями, предохранителей — тонкими.

При проверке селективности по ампер-секундным характеристикам следует иметь в виду, что предохранители и автоматические выключатели имеют зону разброса по времени срабатывания. Поэтому при выборе по условию селективности работы пользуются характеристиками предохранителей с наименьшими временами отключения токов КЗ и характеристиками автоматических выключателей, с наибольшими временами отключения, надежно обеспечивая таким образом срабатывание предохранителя, расположенного ближе к источнику питания, после автоматического выключателя, установленного дальше от источника питания, у нагрузки. Указанное учтено при построении совмещенных характеристик, при этом ампер-секундные характеристики предохранителей выполнены с учетом старения плавких вставок и время их срабатывания по кривым уменьшено на 50 %.

Условие селективности будет выполнено, если характеристика предохранителя на всем диапазоне возможных токов перегрузки и КЗ лежит выше характеристики автоматического выключателя:

$$t_{\text{пред}} = t_{\text{авт}} + 0{,}2 \text{ с}.$$

При установке в цепях оперативного тока последовательно двух автоматических выключателей типа АП50 их селективная работа возможна при соблюдении двух условий:

1) ближе к источнику питания устанавливается автоматический выключатель, имеющий только тепловые расцепители;

2) номинальный ток расцепителей автоматических выключателей, установленных дальше от источников питания, должен быть на 2—3 ступени ниже номинального тока головного автоматического выключателя.

7.5. ПРОКЛАДКА КОНТРОЛЬНЫХ КАБЕЛЕЙ И ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ

Выброс трасс и способов прокладки кабельных линий определяется надежностью питания электроэнергией, пожарной безопасностью, удобством монтажа и эксплуатации, а также экономичностью сооружаемого объекта.

Надежность работы кабелей и пожарная их безопасность обеспечиваются:

1) разделением потоков кабельных линий (силовых и контрольных) не менее чем на два изолированных друг от друга потока, а далее на более мелкие группы по разным трассам;

2) разделением по разным трассам взаиморезервирующих линий, в том числе линий оперативного тока и защиты, а также линий, обеспечивающих работы наиболее ответственных цехов, установок и оборудования, включая пожарное;

3) выполнением строительных конструкций кабельных сооружений со степенью огнестойкости соответственно действующим противопожарным нормам;

4) тщательной заделкой легко пробиваемым несгораемым материалом зазоров в трубах и проемах, в которых проложены кабели, при проходе их через перекрытия и стены;

5) обеспечением туннелей и закрытых кабельных помещений средствами извещения о пожаре и автоматического пожаротушения, а в производственных помещениях — передвижными и переносными огнетушителями, пожарными гидрантами и шлангами;

6) качеством монтажных работ и тщательной их приемкой эксплуатационным персоналом.

Для обеспечения надежности кабельных хозяйств тепловых электростанций и гидроэлектростанций мощностью 25 МВт и более и подстанций РУ 220—500 кВ, а также РУ и подстанций, имеющих особое значение в энергосистеме, предусматриваются следующие мероприятия:

1) главная схема электрических соединений, схема собственных нужд и схема оперативного тока, управление оборудованием и компоновка оборудования и кабельного хозяйства электростанции или подстанции должны выполняться таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его были исключены нарушения работы более чем одного блока электростанции, одновременная потеря взаиморезервирующих присоединений РУ и подстанций, а также выход из работы систем обнаружения и тушения пожаров;

2) взаиморезервирующие ответственные кабельные линии (силовые, оперативного тока, средств связи, управления, сигнализации, систем пожаротушения и т. п.) должны прокладываться так, чтобы при пожарах была исключена возможность одновременной потери взаиморезервирующих кабельных линий.

На участках кабельного хозяйства, где возникновение аварии угрожает ее большим развитием, кабельные потоки следует делить на изолированные друг от друга группы. Распределение кабелей по группам принимается в зависимости от местных условий.

Уместно здесь отметить необходимость качественных работ по прокладке и монтажу контрольных кабелей от трансформатора напряжения ОРУ до шкафа с защитными авто-

матическими выключателями, так как эти кабели не входят в зону их защиты.

Правилами устройства электроустановок (см. гл. 2.3) предусмотрены следующие способы размещения и прокладки кабелей: в кабельных этажах (подвалах), туннелях, каналах, металлических коробах, лотках, шахтах, блоках, трубах, по строительным конструкциям зданий, в земле (траншеях), по технологическим и кабельным эстакадам.

В качестве разных (независимых) трасс принимаются отдельные туннели, этажи, каналы, металлические короба, блоки, технологические и кабельные эстакады (с установкой коробов с двух сторон эстакады или на отдельных стойках).

Основные потоки кабельных линий, прокладываемые от централизованно расположенных блочных и центральных щитов управления, размещаются в кабельных этажах (подвалах). При количестве кабельных линий более 20, отходящих в одном направлении от этих сооружений, а также от РУ они прокладываются в туннеле (в здании и по территории), а в необходимых случаях — по эстакадам.

Прокладка кабельных линий в туннелях, каналах и кабельных помещениях выполняется преимущественно по металлическим конструкциям. Бронированные кабели прокладываются непосредственно по консолям кабельных конструкций, а небронированные — по асбоцементным плитам или металлическим лоткам, уложенным на консолях.

Кабельные каналы как в зданиях, так и по территории должны быть глубиной 0,9 м, что обеспечивает:

достаточную вместимость для прокладки кабелей, особенно контрольных, при многослойной (или пучками) прокладке их в лотках с отделением от силовых горизонтальными асбестоцементными плитами толщиной 8 мм;

возможность монтажа и обслуживания с поверхности пола (земли).

Заглубление каналов более чем на 0,9 м связано с необходимостью выполнения прохода между конструкциями, что экономически невыгодно.

В последние годы в связи со значительным увеличением на электростанциях, подстанциях количества контрольных кабелей и сложностью их размещения широко внедряется многослойная прокладка этих кабелей в металлических коробах и пучками в лотках в следующих случаях:

в коробах — в кабельных сооружениях при количестве кабелей более 25; вне кабельных сооружений и на подъемах с одной отметки на другую (без кабельных шахт), где требуется защита кабелей от повреждений;

в лотках — в кабельных сооружениях при количестве кабелей менее 25 или на коротких трассах (5—10 м); вне кабельных сооружений при открытой прокладке кабелей на горизонтальных, наклонных и вертикальных участках трасс (без кабельных шахт) с закреплением кабелей к конструкции лотка.

Внедрению этого способа прокладки контрольных кабелей способствуют:

блочные щиты управления (БЩУ), откуда осуществляется управление электро- и теплооборудованием;

совмещение трасс кабелей и возможность объединения в одном контрольном кабеле цепей управления, измерения, защиты и сигнализации постоянного и переменного токов, а также цепей, питающих электроприемники небольшой мощности (например, электродвигатели задвижек). Допускается также применение общих кабелей для разных присоединений, за исключением взаиморезервируемых.

При прокладке контрольных кабелей многослойно в коробах и пучками в лотках соблюдаются следующие требования: в одном коробе и пучке кабели должны быть с однотипными оболочками, высота слоя кабелей — не выше 150 мм, диаметр пучка — не более 100 мм, расстояние в свету между пучками — 20 мм; крепление пучков кабелей выполняется так, чтобы была предотвращена деформация оболочек кабелей под действием собственной массы и устройств крепления. В каждом направлении кабельной трассы предусматривается запас вместимости не менее 15 % общей вместимости коробов.

Прокладка контрольных кабелей в коробах имеет следующие преимущества:

размещение в одном коробе большого количества кабелей, при этом предпочтение отдается коробам большего диаметра (так, например, в шести коробах сечением 100×100 мм при общей массе 1 м трассы с учетом полок 49 кг размещается 100—120 контрольных кабелей, эти же кабели размещаются в одном коробе 400×150 мм при общей массе 1 м трассы 20 кг);

уменьшение габаритов кабельных сооружений, сокращение расхода кабелей и металла, упрощение и ускорение монтажа, повышение пожарной безопасности, высокая экономическая эффективность.

Следует также отметить, что коэффициент заполнения коробов увеличивается при применении контрольных кабелей по возможности наибольшей жильности.

Металлические короба и лотки, в которых прокладываются контрольные кабели, устанавливают на консолях металлических конструкций в туннелях, каналах, производственных помещениях и в других местах, где применяются такие способы прокладки; при этом

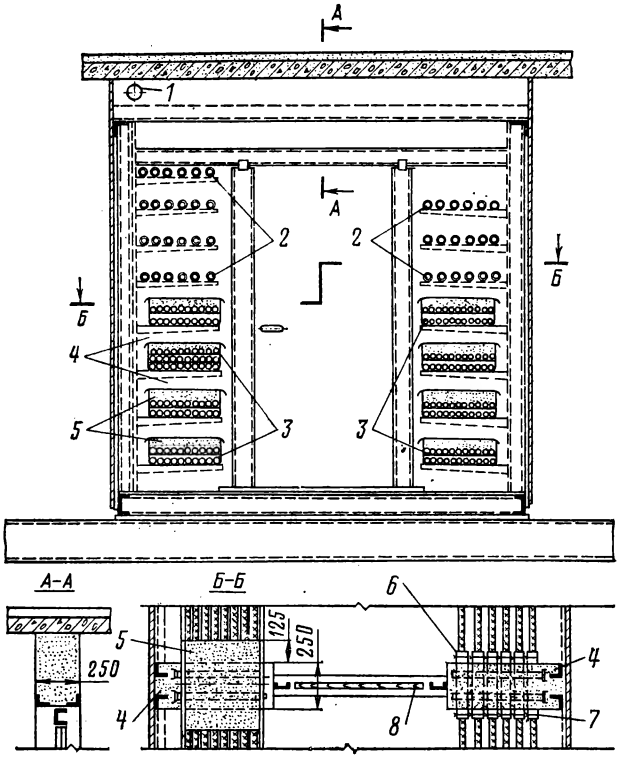


Рис. 7.5. Туннель с прокладкой силовых кабелей на консолях и контрольных в коробах типа КП с выполнением противопожарных мероприятий:
1 — трубопровод пожаротушения; *2* — силовые кабели; *3* — контрольные кабели; *4* — асбоцемент; *5* — шлаковата или асбестовый шнур; *6* — картон асбестовый толщиной 5 мм; *7* — бандаж; *8* — противопожарная дверь

крышка и дно короба в противопожарном отношении рассматриваются как отделяющие элементы.

На рис. 7.5 показан кабельный туннель с прокладкой силовых кабелей на консолях и контрольных кабелей в коробах типа КП с выполнением противопожарных мероприятий.

При необходимости прокладки силовых кабелей совместно с контрольными используются короба типа ККБ. При этом многослойная прокладка в коробах производится в соответствии с требованиями, принятыми для прокладки таких кабелей в каналах.

Применяются короба только заводского изготовления по утвержденным техническим условиям. Эти короба имеют открывающуюся переднюю стенку, обеспечивающую возможность прокладки кабелей при монтаже и доступ к ним при эксплуатации.

Выводы одиночных и небольших групп кабелей из металлических коробов осуществляют через отверстия в задней стенке, выполняемые на месте монтажа с использованием для защиты оболочек контрольных кабелей капроновых втулок или отрезков поливинилхлоридной оболочки.

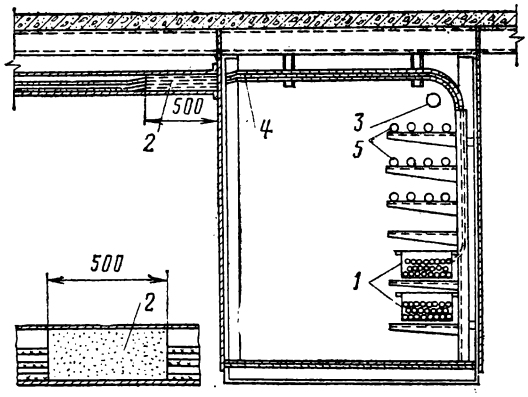


Рис. 7.6. Вывод контрольных кабелей из коробов типа КП и заделка перехода их через противопожарную перегородку:
1 — короб типа КП с контрольными кабелями; *2* — противопожарная перегородка из огнезащитного состава по способу «каюм»; *3* — трубопровод пожаротушения; *4* — пучок контрольных кабелей; *5* — силовые кабели

Переходы больших групп кабелей через боковые стенки, верх или низ короба выполняют с помощью тройниковых отводов, а к щитам и панелям — в специальных секциях коробов с проемами, вырезанными на заводе или на месте монтажа.

Для исключения пересечений кабелей в туннелях выводы групп кабелей, переходы кабелей с одной стороны туннелей на другую рекомендуется выполнять в виде однорядной прокладки кабелей под потолком с пересечением потоков и групп кабелей в разных плоскостях. Пример такого вывода кабелей из коробов и переход их через противопожарную перегородку приведен на рис. 7.6. В таких случаях для удобства вывода кабелей стойки конструкций устанавливают на необходимом расстоянии от стены и приваривают их к закладным частям, заложенным заранее в стенах.

В производственных помещениях основные потоки кабелей рассредоточиваются по разным трассам и прокладываются предпочтительно открыто по консолям металлических конструкций (на стойках либо кронштейнах) или в лотках, а в необходимых случаях — в металлических коробах; в электропомещениях—преимущественно открыто. Примеры прокладки кабелей в лотках приведены на рис. 7.7, в коробах — на рис. 7.8.

Расстояние между параллельно проложенными кабелями и разными трубопроводами составляет 0,5 м, газо- и маслопроводами, трубопроводами перегретого пара с задвижками и трубопроводами с горючей жидкостью — не менее 1 м, при этом кабели защищают металлическими трубами, кожухами и т. п. Прокладка кабелей в вертикальной плоскости под

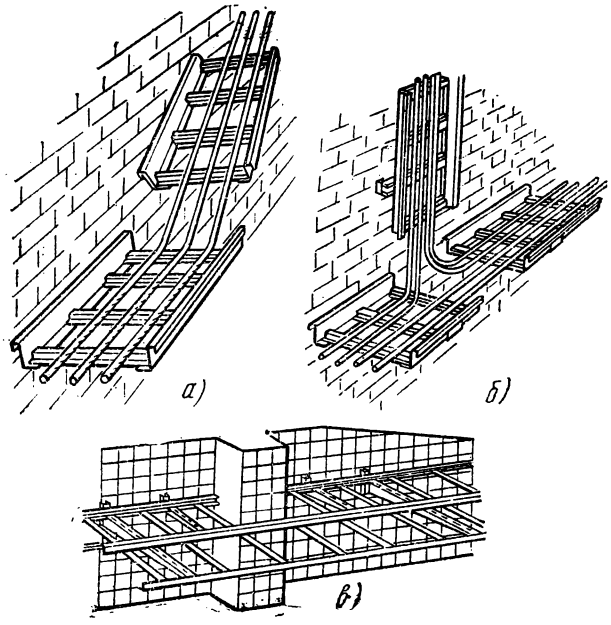


Рис. 7.7. Примеры прокладки контрольных кабелей в лотках:

а — поворот лотка вверх; *б* — ответвление части кабелей; *в* — обход лотком препятствий

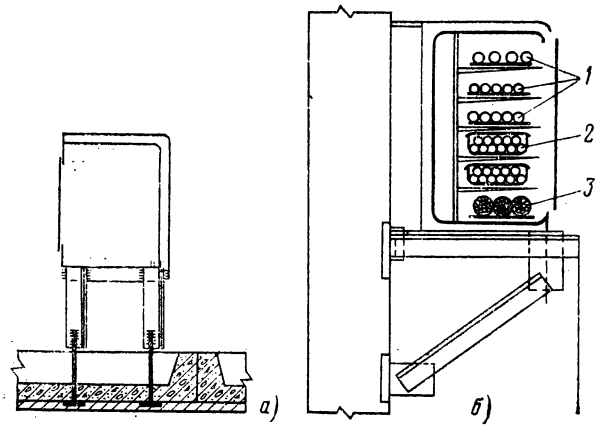


Рис. 7.8. Примеры креплений (установки) коробов типа ККБ:

а — крепление короба к перекрытию при помощи закладных деталей в перекрытии; *б* — установка короба на кронштейне, приваренном к стойке; *1* — силовые кабели; *2* — лоток с контрольными кабелями; *3* — пучок контрольных кабелей

и над указанными трубопроводами не применяется.

Подъем кабелей на более высокую отметку в технологических помещениях и на площадки технологического оборудования осуществляется в металлических коробах типа КП с использованием конструкций площадок для крепления коробов с устройством в необходимых случаях вертикальных лестниц для их монтажа и обслуживания. На котлоагрегате устанавливаются два короба, по одному с каждой стороны (рис. 7.9).

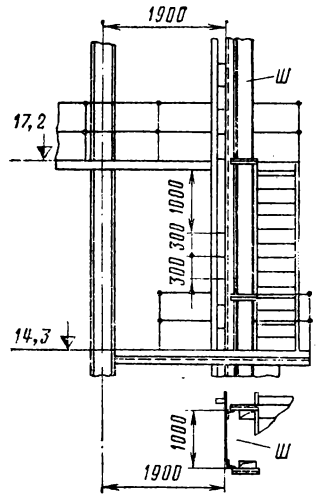


Рис. 7.9. Вертикальный короб (шахта *Ш*) для подъема кабелей на высоту котлоагрегата

По площадкам турбоагрегатов короба устанавливают с наружного края площадки с удалением от горячих поверхностей.

Прокладка контрольных кабелей в блоках и трубах может выполняться в полу помещения, в перекрытиях, а также в фундаментах агрегатов и машин. Прокладка контрольных кабелей в блоках совместно с силовыми с использованием свободных каналов нецелесообразна вследствие подогрева их теплом, выделяемым силовыми кабелями. Блоки прокладываются с уклоном не менее 0,1 % для отвода случайных технологических вод в канализацию. Кабельные блоки для контрольных кабелей показаны на рис. 7.10.

Прокладка на электростанциях кабелей в земле (траншеях) допускается только для удаленных вспомогательных объектов (например, склады топлива, мастерские и т. п.) при количестве кабелей не более шести. Расстояние

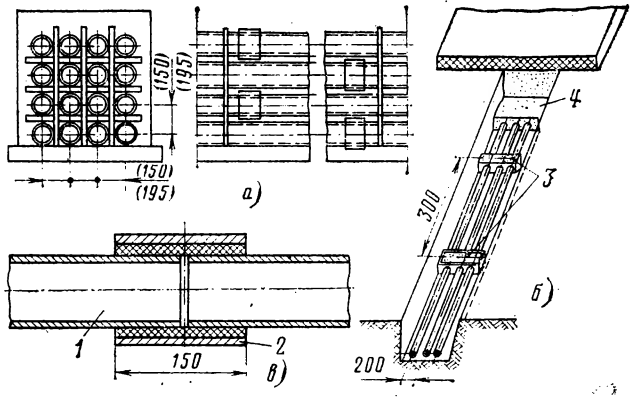


Рис. 7.10. Кабельные блоки из труб:

а — со сплошным замоноличиванием в бетоне; *б* — с замоноличиванием стыков труб; *в* — заделка стыка труб: *1* — труба; *2* — муфта с уплотнением зазора паклей; *3* — стыки труб; *4* — засыпка траншеи грунтом

между контрольными кабелями и кабелями до 10 кВ должно быть не менее 100 мм. Прокладка в одной траншее контрольных кабелей и кабелей выше 10 кВ не допускается.

Прокладка кабелей по территории объекта (электростанции, подстанции и т. п.) выполняется преимущественно в металлических коробах и в стальных трубах.

В местах отсутствия проездов транспорта и механизмов короба можно устанавливать на высоте 2,5 м от отметки планировки для возможности прохода, а по территории ОРУ — на высоте 0,3—0,7 м (с учетом уровня снежного покрова). В последнем случае установка коробов может выполняться на кирпичных столбиках.

В местах проезда транспорта, механизмов, а также в других подобных местах целесообразно прокладывать короба по строительным конструкциям зданий (например, на кронштейнах, рис. 7.8, *б*), а при больших потоках (20 и более) — на технологических и специальных кабельных эстакадах (вместо подземных сооружений — туннелей и каналов).

Такой способ прокладки является предпочтительным в силу следующих причин: индустриализация строительства и монтажа, удобство расчленения потоков кабелей и повышение надежности их работы, отсутствие необходимости автоматического пожаротушения (возможность тушения пожара кабелей до 10 кВ водой без снятия напряжения), снижение стоимости кабельных сооружений.

Прокладка кабелей в коробах и в стальных трубах разрешается по всем видам технологических эстакад, в том числе по эстакадам с трубопроводами горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей. При этом кабели прокладываются:

по возможности со стороны трубопроводов негорючих веществ;

ниже трубопроводов горючих паров или газов с плотностью менее 0,8 по отношению к воздуху;

над трубопроводами горючих паров или газов с плотностью более 0,8 по отношению к воздуху.

При прокладке на эстакадах небронированных кабелей в трубах применяются водогазопроводные обыкновенные стальные трубы с условным проходом трубы более 50 мм и электросварные специальные стальные трубы для электропроводок. Водогазопроводные трубы разрешается приваривать к строительным конструкциям; между собой трубы соединяются муфтами на резьбе.

Примеры технологических и кабельных эстакад приведены на рис. 7.11.

Применение коробов незаводского изготовления, а также без учета соответствующих

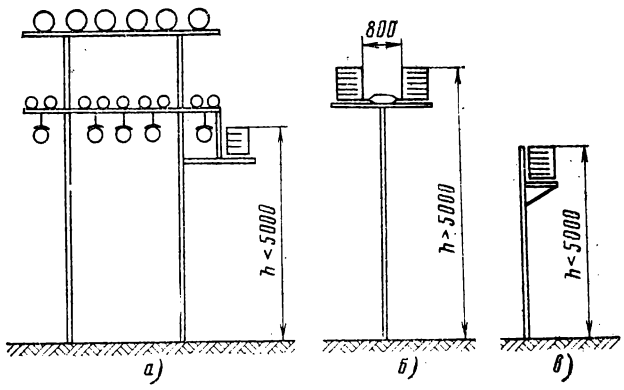


Рис. 7.11. Примеры кабельных эстакад:

а — прокладка силовых кабелей в стальных трубах по траверсам опоры и контрольных кабелей в коробе с площадкой обслуживания; *б* — двухсторонняя установка коробов раздельно для силовых и контрольных кабелей; *в* — установка короба без площадки обслуживания

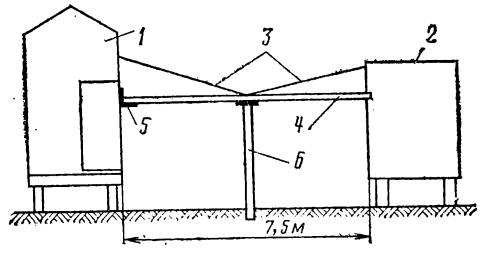


Рис. 7.12. Эскиз установки короба для контрольных кабелей:

1 — РУ 10 кВ; *2* — РУ 35 кВ; *3* — тросовые растяжки; *4* — кабельный короб; *5* — кронштейн; *6* — железобетонная опора, установленная после аварии

климатических условий может иметь серьезные последствия. Так, например, на одной крупной подстанции был проложен между РУ 10 и 35 кВ железный короб с контрольными кабелями с креплением его на тросах (рис. 7.12). При сильном ветре с мокрым снегом короб был сорван, произошли разгиб и разъединение секций короба и изгиб опорного кронштейна, что увеличило стрелу провеса несущих тросов. Боковое раскачивание короба привело к перетиранию изоляции и жил контрольного кабеля и к нарушению целости цепей дифференциальной защиты. В результате произошло отключение подстанции.

На проложенных кабелях должны устанавливаться маркировочные бирки с обозначением кабеля по проекту, номинального напряжения, количества и сечения жил. В кабельных сооружениях и производственных помещениях бирки навешиваются на кабели на конечных точках у концевых заделок, у соединительных муфт, в местах поворота трассы, с обеих сторон проходов через междуэтажные перекрытия, стены и перегородки, в местах входа кабеля в траншеи, каналы, туннели, трубы, бло-

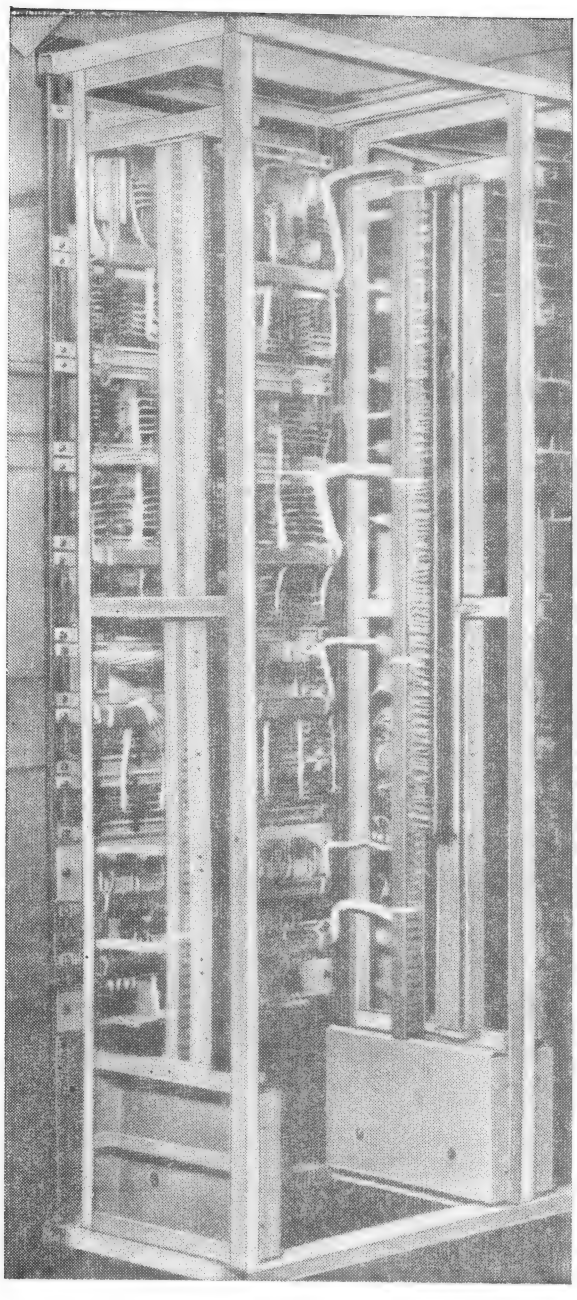


Рис. 7.13. Общий вид панели щита с монтажной стороны

ки, а также на прямолинейных участках трассы через каждые 50 м.

Подключение контрольных кабелей к панелям щита управления производится в следующей последовательности. Кабели в коробах типа КП проходят из кабельного этажа (помещения) через перекрытие (последнее тщательно заделывают в соответствии с ранее изложенными противопожарными требованиями) в канал и поступают по своему назначению на соответствующие панели щита.

Общий вид панели щита с монтажной стороны показан на рис. 7.13.

Кабель, подведенный к щиту, прикрепляют к его конструкции (уголку, швеллеру), навешивают на кабель или наклеивают на конструкцию бирку с его обозначением и выполняют разделку конца кабеля.

Жилы кабелей, как правило, подлючают к сборкам зажимов, допускается подключать их непосредственно к выводам измерительных трансформаторов и к отдельным аппаратам.

Кабели с неметаллической оболочкой или с алюминиевыми жилами соединяются на промежуточных рядах зажимов или с помощью специальных муфт, предназначенных для данного типа кабелей.

Для монтажа щитов применяются провода и кабели с изоляцией, не распространяющей горение. Провода и жилы кабеля, имеющие несветостойкую изоляцию, должны быть защищены от воздействия света. Промежуточные зажимы устанавливают только там, где провод переходит в кабель, где объединяется несколько кабелей в один общий, или в местах перераспределения цепей различных кабелей.

Монтаж соединительных муфт для контрольных кабелей допускается только в тех случаях, когда общая длина кабеля превышает строительную длину кабеля на барабане.

Для контрольных кабелей применяются соединительные муфты следующих марок: КСУв (рис. 7.14) — в термоусаживаемых трубках на основе поливинилхлорида; КСУп — то же, но на основе полиэтилена; КСЭ (рис. 7.15) —

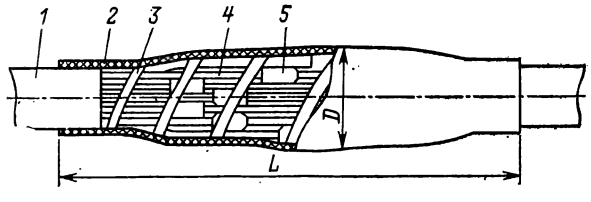


Рис. 7.14. Соединительная муфта для контрольных кабелей марки КСУв:

1 — оболочка; *2* — термоусаживаемая трубка; *3* — стягивающая лента; *4* — жила кабеля; *5* — изолированное место соединения жил

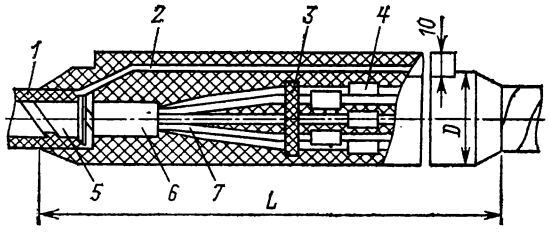


Рис. 7.15. Соединительная муфта для контрольных кабелей марки КСЭ:

1 — герметизирующая подмотка; *2* — заземляющий проводник; *3* — кольцо эпоксидное; *4* — поливинилхлоридная трубка и лента; *5* — броня; *6* — оболочка; *7* — изоляция жилы

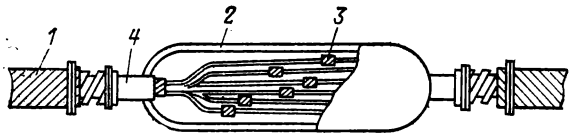


Рис. 7.16. Соединительная муфта для контрольных кабелей марки КСС:

1 — защитный покров; *2* — свинцовая труба; *3* — место соединения; *4* — оболочка

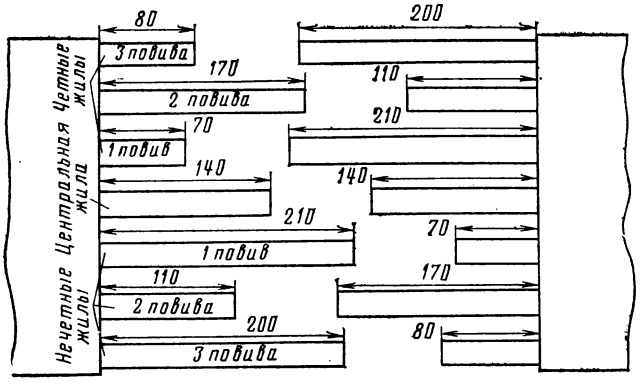


Рис. 7.17. Схема разделки контрольного кабеля, имеющего три повива жил

Таблица 7.14. **Применение соединительных муфт для контрольных кабелей**

Марка соединительной муфты	В кабельных сооружениях и производственных помещениях для кабелей		В траншеях (земле)
	небронированных	бронированных	
КСУв	Следует применять	Следует применять	Рекомендуется
КСУп	То же	То же	Следует применять
КСЭ	Допускается	Рекомендуется	То же
КСС	Следует применять только для кабелей со свинцовой оболочкой		

Таблица 7.15. **Соединительные муфты марок КСУв и КСУп**

Маркоразмер	Число жил кабеля при сечении, мм²			Размеры муфты, мм		Исходные размеры термоусаживаемой трубки, мм	
	до 2,5	4	6—10	*L*	*D*	*d*	*l*
КСУв(КСУп)-1	4—7	4	4	250	30	32	260
КСУв(КСУп)-2	10—14	7—10	7—10	300	40	40	315
КСУв(КСУп)-3	19—37	—	—	350	50	50	370

эпоксидные; КСС (рис. 7.16) — свинцовые. Выбор марки муфты производится с учетом табл. 7.14.

Таблица 7.16. **Соединительные муфты марки КСЭ**

Маркоразмер	Число жил кабеля при сечении, мм²				Размеры муфты, мм (рис. 7.19)	
	до 1,5	2,5	4	6—10	*L*	*D*
КСЭ-1	4—14	4—7	4—7	4	320	45
КСЭ-2	19—27	10—19	7	7	370	55
КСЭ-3	37—52	27—37	10	10	420	65

маркоразмеры — согласно табл. 7.15, 7.16 и 7.17.

В качестве примера на рис. 7.17 (табл. 7.18) приведена схема расположения жил по их длинам при соединении между собой кабелей, состоящих из трех повивов (муфта размера 3 для 37 жил). Соединение жил производится: медных — пайкой с применением соединительных гильз и пайкой с применением скрутки жил между собой; алюминиевых жил (там, где допускается их применение) — пайкой с применением двойной скрутки для образования желоба в средней части.

Для контрольных кабелей концевые заделки применяются следующих марок: ККУв и ККУп — в термоусаживаемых трубках; ККЭ — эпоксидные; ККВ — с поливинилхлоридной лентой; ККМр и ККМ — бандажирующая. На рис. 7.18 показана заделка контрольного кабеля бандажирующей муфтой. Размеры муфт приведены в табл. 7.19.

Разделка кабеля (удаление покровов брони и оболочки) выполняется так же, как и при

Таблица 7.17. **Соединительные муфты марки КСС**

Маркоразмер	Число жил кабеля при сечении, мм²			
	до 1,5	2,5	4	6—10
КСС-1	4—14	4—7	4	4
КСС-2	19—27	10—13	7—10	7
КСС-3	37—52	27—37	—	10

Таблица 7.18. **Длины жил после разделки контрольного кабеля для монтажа соединительной муфты (рис. 7.17)**

Размер соединительной муфты	Размеры, мм						
	центральной жилы	первого повива		второго повива		третьего повива	
		четной жилы	нечетной жилы	четной жилы	нечетной жилы	четной жилы	нечетной жилы
1	90	70	110	—	—	—	—
2	115	70	160	130	100	—	—
3	140	70	210	170	110	80	200

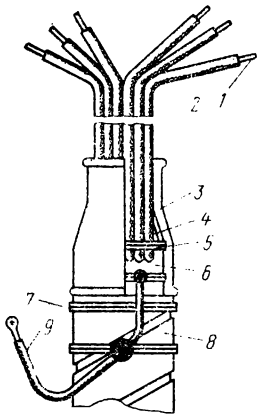


Рис. 7.18. Концевая заделка бандажирующей муфтой для контрольных кабелей с пластмассовой (поливинилхлоридной и самозатухающей полиэтиленовой) или резиновой изоляцией:

1 — неизолированная жила; *2* — трубка поливинилхлоридная; *3* — резинотканевая лента; *4* — бандажирующая муфта; *5* — бандаж из ниток; *6* — оболочка кабеля; *7* — проволочный бандаж; *8* — броня; *9*—провод заземления

Таблица 7.19. **Размеры бандажирующих муфт**

Размеры разделки, мм		Размеры муфты, мм	
диаметр кабеля по оболочке	диаметр пучка жил	внутренний диаметр	длина
13—14	9—10	8	35
14—15	10—11	10	35
15—18	11—14	12	40
18—20	14—16	14	40
20—22	16—18	16	40
22—28	18—22	18	55
28—30	22—25	20	55
30—33	25—26	25	55

монтаже силовых кабелей. Затем «корешок» заделки подматывают липкой поливинилхлоридной лентой и на обнаженную изоляцию жил надевают поливинилхлоридные трубки или покрывают их специальными составами.

На разделанный кабель надевают при помощи специального приспособления заранее подготовленную бандажирующую муфту. Если при этом окажется, что внутренний диаметр муфты несколько меньше (1—2 мм) диаметра пучка жил, то муфту растягивают приспособлением сначала в верхней части, а затем в нижней и надевают ее на «корешок» заделки.

7.6. ОСОБЕННОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ В КРУ 6—10 кВ

Для присоединений, отходящих от шин КРУ 6—10 кВ, реле защиты и автоматики, а также расчетные счетчики размещают непосредственно в шкафу КРУ в релейном отсеке. Таким образом аппараты вторичных устройств максимально приближены к ТТ и ТН и приводу выключателя. Это позволяет обеспечить работу ТТ и ТН в требуемом классе точности, несмотря на малую допустимую нагрузку ТТ с вторичным током 5 А (применяемым на напряжении 6—10 кВ).

Размещение элементов защиты и автоматики в шкафах КРУ позволяет осуществить питание всех шкафов секции оперативным током от ЩПТ двумя магистральными кабелями. Ввод оперативного тока и цепей сигнализации осуществляется через шкафы питания и секционирования шинок, устанавливаемые в торцах секций КРУ. В шкафах питания установлены переключатели для секционирования шинок и отключения поврежденного кабеля питания оперативным током со стороны КРУ для возможности включения резервного кабеля питания. Нормально включены оба кабеля питания оперативным током. Размыкание кольца производится на переключателе секционирования.

В шкафах КРУ прокладываются шинки управления, сигнализации, напряжения, освещения шкафов, а также шинки дуговой защиты. Шинки выполняются жгутами проводов через отверстия в боковых стенках шкафов.

Типовые схемы вторичных соединений в шкафах КРУ для различных присоединений разрабатываются проектными институтами и задаются заводам-изготовителям. При конкретном проектировании применяются только типовые схемы, принятые заводом.

В шкафах КРУ, имеющих выключатели 6—10 кВ, предусматривается устройство защиты от действий открытой электрической дуги (дуговая защита) с целью снижения объема повреждений. Дуговая защита обеспечивает ускоренное отключение поврежденных участков.

Защита выполняется при помощи датчика-клапана, реагирующего на повышение давления газов внутри шкафа при горении открытой дуги. В шкафах КРУ устанавливается путевой выключатель, связанный с положением клапана. При нормальном, закрытом положении клапана контакт путевого выключателя разомкнут. Контакт замыкается при откидывании крышки клапана, т. е. при возникновении электрической дуги.

Дуговая защита выполняется с контролем тока КЗ в цепи питающих элементов или с проверкой снижения напряжения на секции.

Контакты путевых выключателей датчиков-клапанов всех шкафов секции, в том числе и вводов питания, соединяются параллельно, образуя шинки дуговой защиты. При срабатывании клапана в любом из шкафов секции, в котором есть выключатель, при наличии тока КЗ в цепи ввода питания или снижения напряжения на секции отключается без выдержки времени соответствующий выключатель ввода рабочего или резервного питания на секцию. Дуговая защита шкафов питающих элементов действует на отключение источников питания со всех сторон с контролем тока КЗ

или снижения напряжения на секции. Для сигнализации срабатывания и неисправности дуговой защиты в каждом шкафу устанавливается указательное реле, на которое воздействует отдельный контакт путевого выключателя крышки клапана.

В связи с тем, что цепи отключения от дуговой защиты объединяют все шкафы одной секции КРУ, ремонтные операции с крышками клапанов и регулировка их конечных выключателей могут выполняться только при обесточенной секции и при снятом оперативном токе на защитах рабочего и резервного вводов питания данной секции.

ГЛАВА 8

ОПЕРАТИВНЫЕ ПУНКТЫ УПРАВЛЕНИЯ

8.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Оперативные пункты управления (ОПУ) на электростанциях и подстанциях, где устанавливаются щиты и пульты управления, панели центральной сигнализации, щиты постоянного тока, а во многих случаях щиты релейной защиты и автоматики, являются местом, где сосредоточивается большая часть вторичных устройств и их вторичных цепей, с помощью которых осуществляется связь с РУ, генераторами и трансформаторами, электродвигателями механизмов СН и другим оборудованием, находящимся в различных местах электростанций и подстанций. Другая часть вторичных устройств и их вторичных цепей располагается непосредственно на местах в РУ, КРУ, КРУН, у агрегатов и т. д.

Оперативные пункты управления являются организующими центрами в части управления и ведения режимов, соблюдения заданных технических параметров и ликвидации отклонений от нормальной работы. С помощью вторичных устройств и их вторичных цепей с ОПУ осуществляется дистанционное и автоматическое управление коммутационными аппаратами, сюда передаются сигналы о положении и состоянии электрического и другого оборудования, здесь устанавливаются защитные и автоматические устройства, измерительные и прочие аппараты, контролирующие или регулирующие технические параметры оборудования, а также другие технические средства, необходимые в эксплуатации.

Щиты современных электростанций и подстанций, базирующиеся в основном на традиционных средствах дистанционного управления и контроля, требуют даже при наличии технологической автоматики основных агрегатов и их механизмов СН значительного количества реле, аппаратов, весьма протяженных многожильных кабелей, большого количества проводов и установочных изделий (зажимов, ключей, кнопок управления, переключателей, блоков и т. п.). Соответственно требуется для размещения вторичных устройств большое количество панелей щитов управления, автоматики и релейной защиты.

В связи с увеличением единичных мощностей (котлов, турбин, генераторов, электродвигателей питательных и других насосов и механизмов и т. д.), повышением их технических параметров (давления, напряжения, мощности), строительством многоагрегатных электростанций, внедрением новых технических средств, способствующих поддержанию надежности работы и более высокой отдаче агрегатов (например, водородного и жидкостного охлаждения генераторов, принудительного охлаждения трансформаторов), передачей выработанной электроэнергии на весьма значительные расстояния еще больше увеличивается объем вторичных устройств, размеры щитов, усложняется работа оперативного (дежурного) персонала; от него требуется выполнение большого количества операций (особенно в аварийных ситуациях), умение правильно ориентироваться на основе наблюдения за многочисленными приборами и соответственно высокая квалификация. От этого зависит надежная и экономичная работа электроустановок.

Чтобы облегчить труд дежурного оператора, повысить качество и надежность управления, разрабатывается и постепенно внедряется широкий комплекс организационных, технических и экономических мер повышения эффективности работы оперативного персонала при одновременном соблюдении условий, обеспечивающих охрану и безопасность его труда.

В частности, к такого рода мерам можно отнести следующие.

1. Тщательно продуманную компоновку панелей щита и пульта, рациональное размещение на них приборов и установочных изделий, с помощью которых персонал выполняет необходимые операции по управлению электрооборудованием, изменению режима работы и т. д. В этой связи весьма важно правильно вы-

делить оперативный контур щита, чтобы в поле зрения оператора размещались только те приборы и командные аппараты, которые необходимы ему в нормальном режиме для поддержания заданных параметров и в особенно опасных ситуациях, требующих немедленных действий.

Вся остальная многочисленная аппаратура контроля, автоматического регулирования, защиты и управления, не требующая постоянного надзора со стороны персонала и не используемая им для управления, может располагаться вне зоны наблюдения оператора, т. е. в неоперативном контуре щита, чему, в частности, может способствовать перенос части средств контроля и управления, относящихся к отдельным агрегатам или их группам, на местные, агрегатные и групповые щиты, располагаемые в различных местах энергообъектов.

2. Применение модульных и планшетных конструкций панелей, которые наряду с экономией капитальных затрат облегчают их обслуживание, поскольку унифицированные узлы в виде отдельных модулей и планшетов имеют свое четко разграниченное назначение для присоединений (планшеты управления, планшеты измерения и т. д.). Дальнейшими ступенями могут стать мозаичное исполнение станционных и подстанционных щитов и применение упрощенных мнемосхем подобно тому, как это имеет место на современных диспетчерских щитах.

3. Применение на щитах и пультах малогабаритных приборов (например, унифицированных, работающих от преобразователей, узкопрофильных типа АСК и др.), однородных по величине, форме, структуре шкал и окраске, а в ряде случаев многоканальных приборов, что позволяет снизить количество кабелей и отдельных приборов на щитах и пультах. Весьма перспективным мероприятием является применение цифровых приборов, в особенности для измерения таких важных показаний, как мощность генераторов, значения перетоков мощности по ответственным (межсистемным) линиям электропередачи и т. д.

4. Применение на всех щитах и пультах стандартных унифицированных установочных изделий: ключей и кнопок управления, отключающих устройств (накладок), зажимов, рубильников, переключателей, штепсельных разъемов, испытательных блоков, предохранителей. Это весьма важно, так как предупреждает ошибки со стороны обслуживающего персонала.

5. Активное внедрение не только информационных, но и управляющих электронно-вычислительных машин, позволяющих повысить степень автоматизации энергообъектов и заменить ими отдельные автоматические устройства (АВР, АПВ, АЧР и т. д.).

6. Применение для отдельных функциональных групп избирательных схем контроля, управления и сигнализации, с помощью которых дежурный, не отходя от своего рабочего стола (на котором устанавливается сигнализатор), смог бы определить причину и место происшедшего нарушения.

7. Развитие современных средств связи: общестанционной и блочной командно-поисковой, селекторной, циркулярной и громкоговорящей связи, записывающих магнитофонов и т. п. Оперативная связь может быть дополнена многоканальными телевизионными устройствами, а также многопроводной телемеханической связью, например, между ОРУ и главным корпусом электростанции при значительном расстоянии между ними.

8. Применение на щитах электростанций и подстанций экранных устройств — дисплеев (от английского слова display — показ, отображение), которыми оснащаются новейшие ЭВМ.

Задача дисплея заключается в том, чтобы перевести получаемые ЭВМ сведения с машинного языка в привычные, удобные и доступные для операторов формы (цифры, текст, диаграммы, графики, условные обозначения и т. д.), что освободит обслуживающий персонал от личного участия в такого рода перекодировании, позволит ему более точно и быстро оценить обстановку и значительно сократит габариты и оснащение приборами и аппаратами щитов управления.

Дисплеи, работающие совместно с ЭВМ, уже используются на щитах контроля и управления многих тепловых и атомных электростанций, а также подстанций 750—1150 кВ. На рис. 8.1 показано, как при использовании

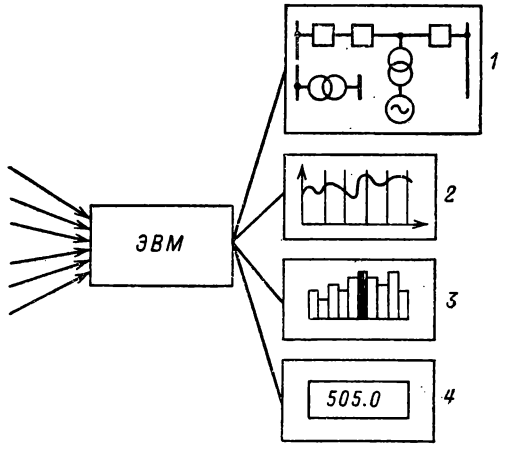


Рис. 8.1. Возможные формы отображения показателей работы оборудования с помощью ЭВМ:
1 — мнемосхема; *2* — график; *3* — диаграмма; *4* — цифровой указатель

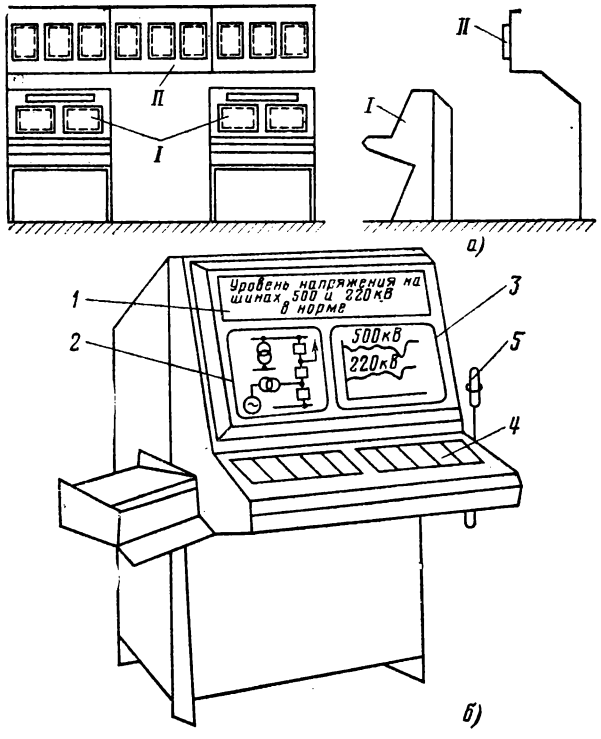


Рис. 8.2. Щит контроля и управления с использованием ЭВМ и дисплея:

а — схематический общий вид щита управления и контроля; *б* — макет рабочего места оператора

ЭВМ на экране дисплея могут отображаться режим и показатели работы энергетического оборудования (блоков, электростанции в целом и т. д.). На рис. 8.2, *а* дан эскиз размещения рабочего места оператора *I* и устройства *II*, состоящего из девяти индивидуальных приборов, контролирующих те параметры работы оборудования, которые определяют в общем виде его техническое состояние (активная и реактивная нагрузки блока, напряжение, токи статора и ротора генератора, давление водорода, температура нагрева стали и меди и т. д.). На рис. 8.2, *б* показан макет рабочего места оператора *I*, на котором смонтированы сигнализатор событий *1* (например, «Уровень напряжения на шинах 500 и 220 кВ в норме») и дисплеи: мнемоскоп *2*, на котором высвечивается мнемоническая схема (в данном случае блока турбогенератор — трансформатор), и параметрограф *3*, отображающий те параметры, например, у генератора, трансформатора, блока или электростанции в целом, которые исчерпывающе характеризуют их состояние (температуру нагрева, нагрузку в мегаваттах, уровень напряжения, ток возбуждения и т. п.). Там же размещается клавиатура *4*, с помощью которой производится управление режимом работы дисплея.

Другим органом управления является световой карандаш *5*, соединенный проводом с дисплеем. Как клавиатура *1*, так и световой карандаш соединены с ЭВМ. Оператор, ведя световым карандашом по стеклу, вызывает изображение (линии, буквы, цифры) на экране дисплея, которое «рисует» электронный луч, возникающий в прожекторе, запаянном в горловине электронно-лучевой трубки. При

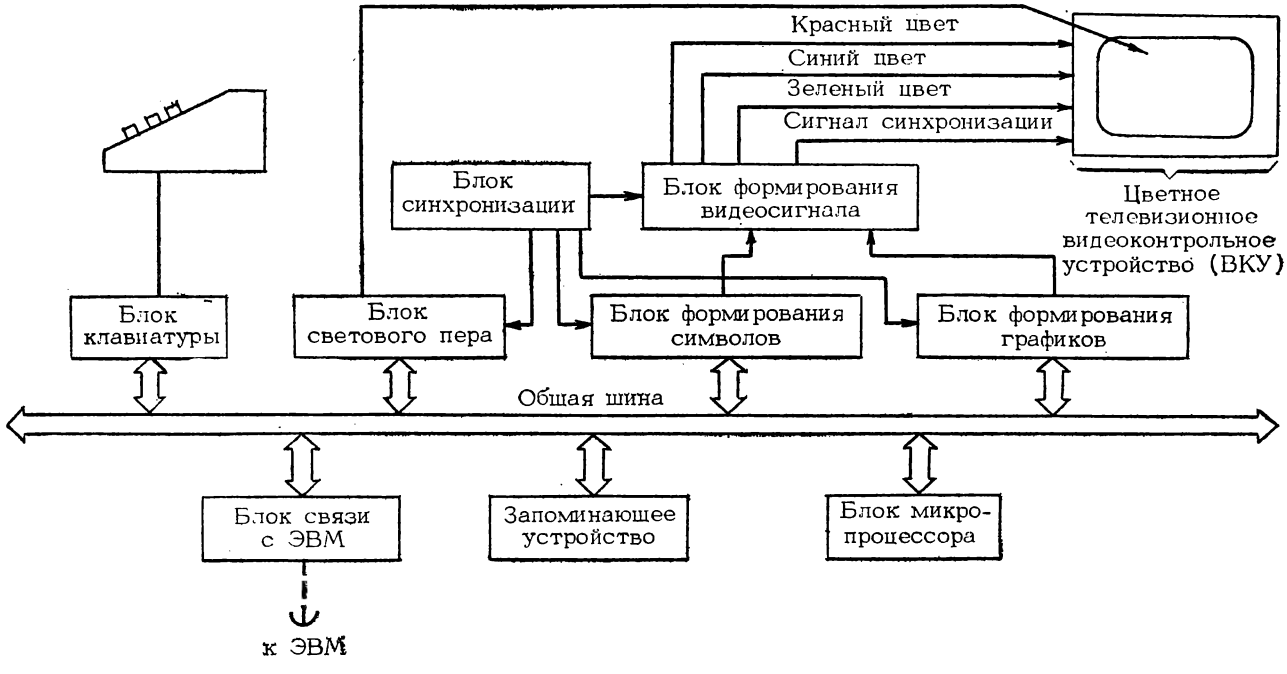


Рис. 8.3. Структурная схема дисплея

необходимости оператор имеет возможность, нажав одну из клавиш, снять тот участок изображения, которого коснулся карандаш. Нажав другую клавишу, оператор имеет возможность на освободившемся месте получить другое изображение. Упрощенная структурная схема дисплея на микропроцессоре с применением цветного телевизионного экрана показана на рис. 8.3.

В зависимости от типа энергообъекта (ТЭС, АЭС, ГЭС, подстанции и др.) и его мощности распределение вторичных устройств, устанавливаемых на щитах оперативных пунктов и местных щитах, может быть различно. Соответственно могут изменяться связи между центральными и местными щитами, их компоновка и конструктивное выполнение. Все это влияет на выполнение вторичных цепей энергообъектов и их обслуживание. Поэтому следует рассмотреть, что же представляют собой оперативные пункты управления энергообъектами и их оборудование, а также щиты и другое оборудование местных пунктов управления.

8.2. ОПЕРАТИВНЫЕ ПУНКТЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Система оперативного управления и организация оперативных пунктов управления энергообъекта определяются в значительной мере тем, что представляет собой данный объект. Для ТЭС определяющим в этих вопросах является тип электростанции: блочный или с поперечными связями по теплу. Возьмем, например, широко распространенный в настоящее время вид тепловой электростанции — блочную тепловую электростанцию, где котлы, турбогенераторы, трансформаторы (а иногда и линии) работают единым блоком в одном заданном режиме независимо от других таких же блоков этой электростанции.

В тепловой части блок может состоять из одного котла и одной турбины (моноблок) или из двух котлов и одной турбины (дубль-блок).

На рис. 8.4 приведен пример схемы оперативного управления ТЭС, имеющей четыре дубль-блока, а также указан основной дежурный персонал, обслуживающий ее электрическое и тепломеханическое оборудование. Из схемы видно, что на блочных ТЭС управление основным оборудованием и их вспомогательными устройствами ведется с центрального щита управления (ЦЩУ) и с блочных щитов управления (БЩУ).

На ЦЩУ находятся начальник смены станции (НСС), дежурный электротехник (ДЭТ) и дежурные электромонтеры. Персонал ЦЩУ ведет режимы работы отдельных блоков и всей электростанции в целом, производит оперативные переключения в электрической части, поддерживает оперативную связь с диспетчерским пунктом энергосистемы, осуществляет управление резервными трансформаторами СН, аккумуляторными батареями и их зарядными агрегатами, контролирует их работу и т. д.

На рис. 8.5, *а* показан общий вид ЦЩУ одной из крупных блочных ГРЭС. На пульте размещены ключи и кнопки управления, мнемоническая схема, сигнальные лампы положения выключателей, световые табло; на панелях щита управления (ЩУ) — измерительные приборы, индивидуальные световые табло отдельных присоединений, сигнализирующие о неисправностях. На крайней панели щита (слева) находится поворотная колонка точной ручной синхронизации. За столом — начальник смены станции и дежурный электротехник, ведущие оперативные переговоры с помощью двух телефонных коммутаторов. Над щитом установлены часы (справа) и ваттметр, показывающий суммарную нагрузку всей электростанции.

На каждом блочном щите, предназначенном для управления двумя блоками, находятся подчиняющийся начальнику смены ТЭС начальник смены, машинисты-операторы и дежурный монтер СН. В ведении начальника смены находятся машинисты турбоагрегатов и котлов, слесари, обходчики и др. С БЩУ ведется управление турбогенераторами (и включение их на параллельную работу с сетью), турбинами и котлами, отдельными механизмами СН, рабочими трансформаторами СН.

Соответственно на БЩУ сосредоточены средства управления, контроля и регулирования не только электрическим, но и в бо́льшей мере тепломеханическим оборудованием. Это можно видеть из рис. 8.5, *б*, где показан один из блочных щитов электростанций и расположена мнемоническая схема тепловой части блока. На панелях щита размещены световые табло, сигнализирующие о неисправности или отклонениях заданных технических параметров, самопишущие и указывающие измерительные приборы. Ключи и кнопки управления и регулирования, переключатели и некоторые измерительные приборы и сигнализаторы расположены на пульте. С помощью указанных приборов и устройств операторы ведут режим работы и контролируют техническое состояние основного и вспомогательного оборудования. С правой стороны двери щита находится панель центральной сигнализации блока.

Большое количество приборов, аппаратов и других устройств, размещаемых на ЦЩУ и на БЩУ, требует такого их расположения, которое обеспечило бы удобное обозрение, быструю реакцию операторов, мобильность при

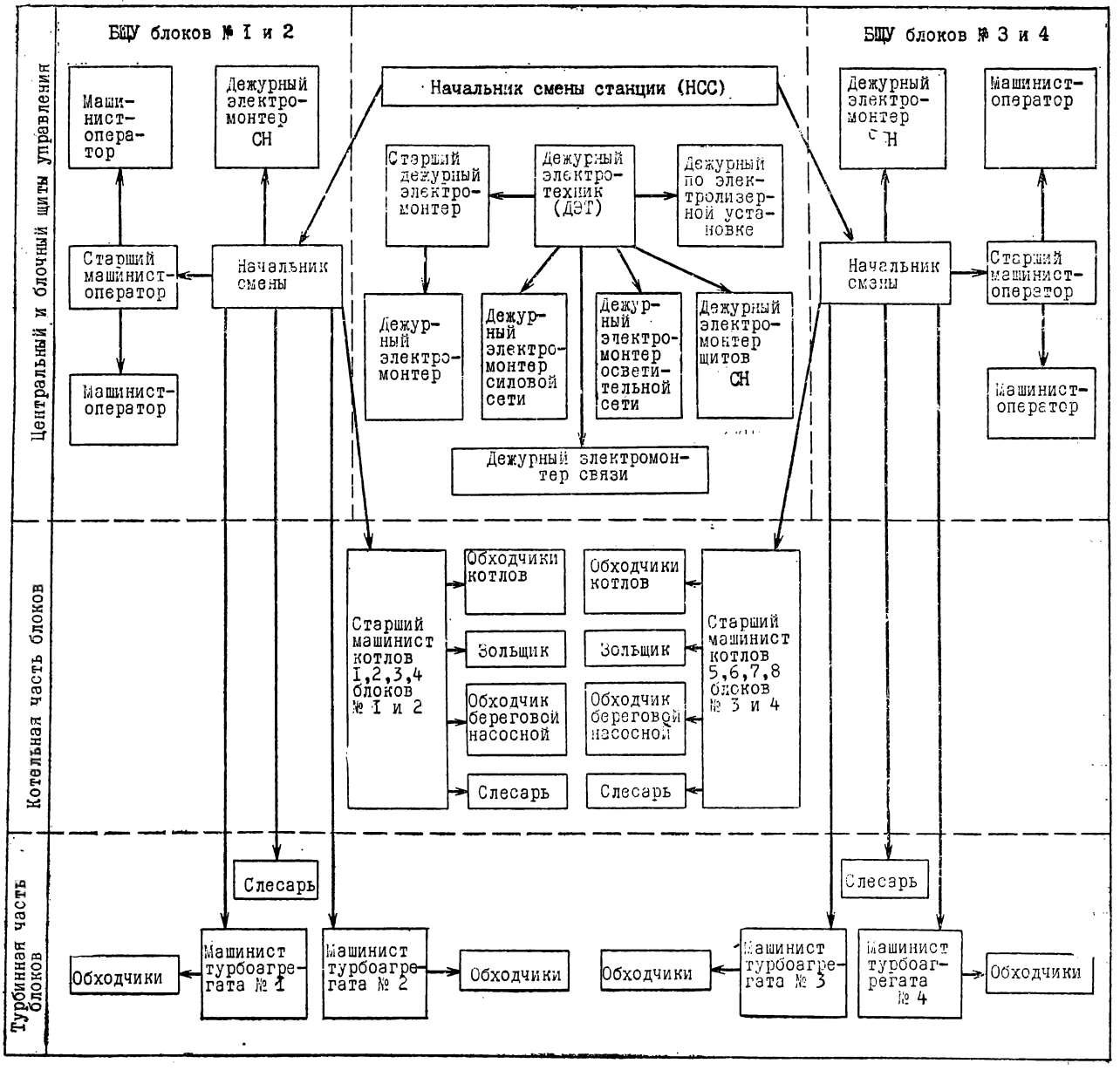


Рис. 8.4. Схема обслуживания дежурным персоналом основного оборудования тепловой электростанции

выполнении ими действий по управлению оборудованием и регулированию режима его работы. В связи с этим панели на центральных щитах электростанции и подстанции, а также панели на БЩУ размещают, как правило, так, чтобы перед операторами (дежурными) непосредственно располагались панели с приборами, по которым ведется систематический контроль за работой основных агрегатов и присоединений электростанции или подстанции. В этой связи различают оперативные и неоперативные контуры щитов управления.

Оперативный контур панелей щита управления, находящийся в поле зрения дежурного персонала и в непосредственной близости от него, содержит приборы и аппараты, необходимые для управления в нормальных и особенно опасных ситуациях наиболее ответственным основным оборудованием, таким, например, как генераторы и турбины, котлы, трансформаторы, линии связи с энергосистемой и др.

Панели неоперативного контура щита могут быть вынесены из зоны постоянного наблюдения операторов. Они располагаются или сбоку от панелей оперативного контура, или

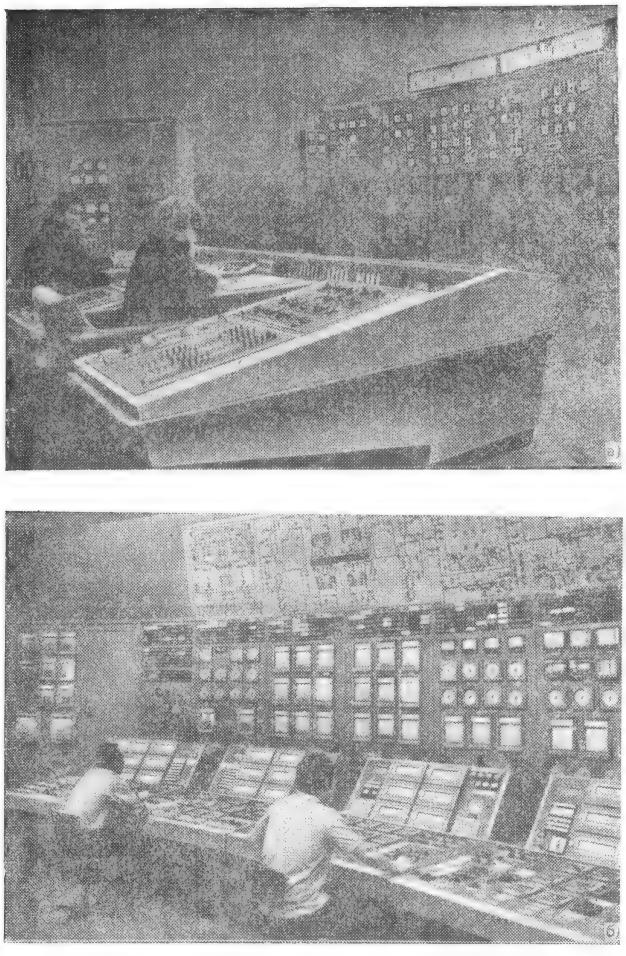


Рис. 8.5. Оперативные пункты управления на тепловой электростанции:
а — общий вид ЦЩУ блочной электростанции; *б* — общий вид БЩУ

сзади них, или даже в отдельных помещениях (щиты релейной защиты, автоматики, постоянного тока и др.). Пульты являются важным элементом оперативного контура ЦЩУ и БЩУ. На них, например на ЦЩУ, наносится мнемоническая схема, с них ведется управление агрегатами, линиями, трансформаторами связи с энергосистемой и т. п. С пульта БЩУ операторы непосредственно ведут управление основным оборудованием и регулирование режима его работы.

На рис. 8.6 показано размещение панелей БЩУ, обслуживающего два блока мощностью по 300 МВт. В оперативный контур входят оперативные панели и пульты. К неоперативному контуру относятся расположенные сбоку от оператора панели с рядом приборов и аппаратов, панели информационно-вычислительной машины, электронных регуляторов тепловых процессов, релейной защиты и автоматики блока (турбогенераторов, трансформаторов и т. д.), т. е. все то, что не требует постоянного оперативного наблюдения и обслуживания.

На тепловых электростанциях, где нет блоков, а тепловая схема имеет поперечные связи по теплу, например на ТЭЦ, структура оперативного управления несколько отличается от соответствующей структуры блочных электростанций. На таких объектах организуется центральный оперативный пункт управления, который носит название «главный щит управления (ГЩУ)». На ГЩУ (в связи с отсутствием блочных щитов) сосредоточивается значительно большее, чем на ЦЩУ блочной электростанции, количество панелей и установленных на них различных приборов и аппаратов, с помощью которых ведется управление всей

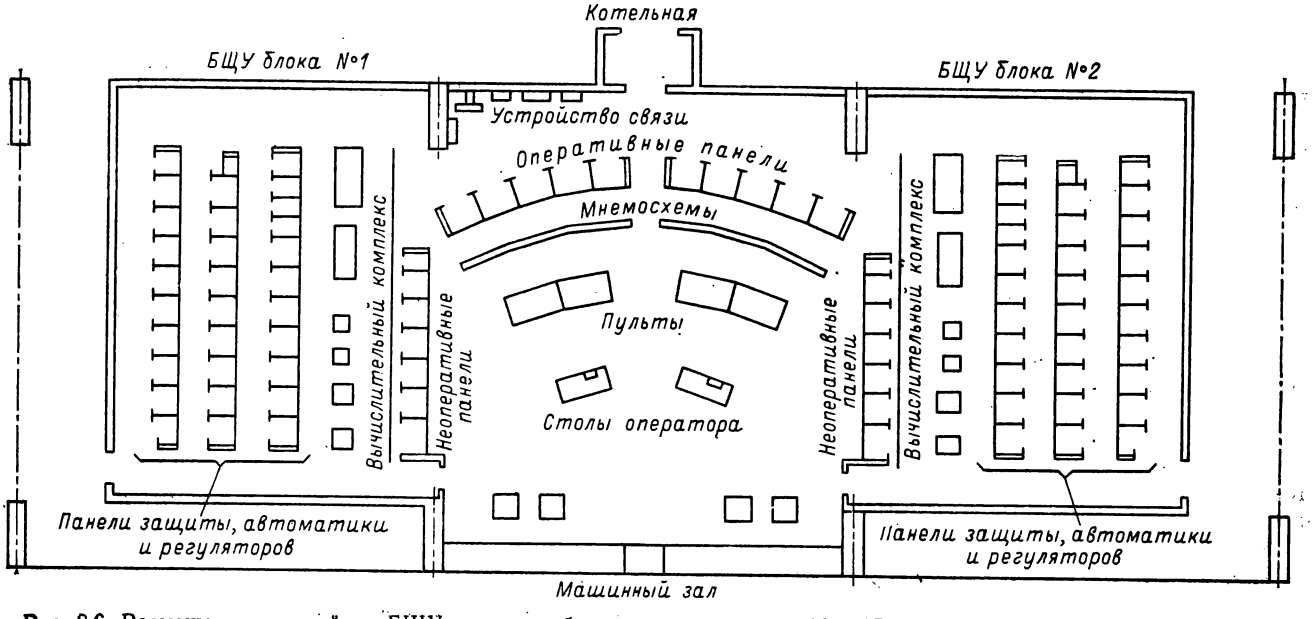


Рис. 8.6. Размещение панелей на БЩУ для двух блоков мощностью по 300 МВт

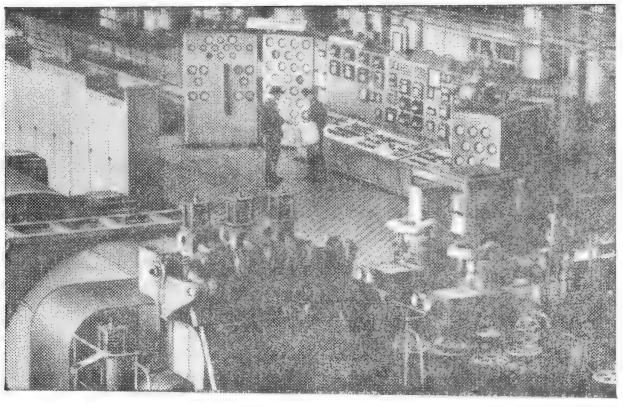


Рис. 8.7. Общий вид местного щита у турбоагрегата ГРЭС

зями по теплу) и местные тепловые щиты (МЩУ) у турбоагрегатов (рис. 8.7), котлов и у других важных участков СН. На всех этих щитах широко развиты вторичные устройства и их цепи, используемые для контроля и управления. На рис. 8.8 показана возможная структурная схема оперативного управления тепловой электростанцией блочного типа, из которой можно видеть, где именно устанавливаются местные щиты, какие при этом организуются каналы связи, управления и сигнализации. Центральный щит управления имеет непосредственную двустороннюю связь с ЦДП энергосистемы, БЩУ — с ЦЩУ, обходчики — с БЩУ.

Химводоочистка и топливоподача имеют общестанционное значение. На их местных щи-

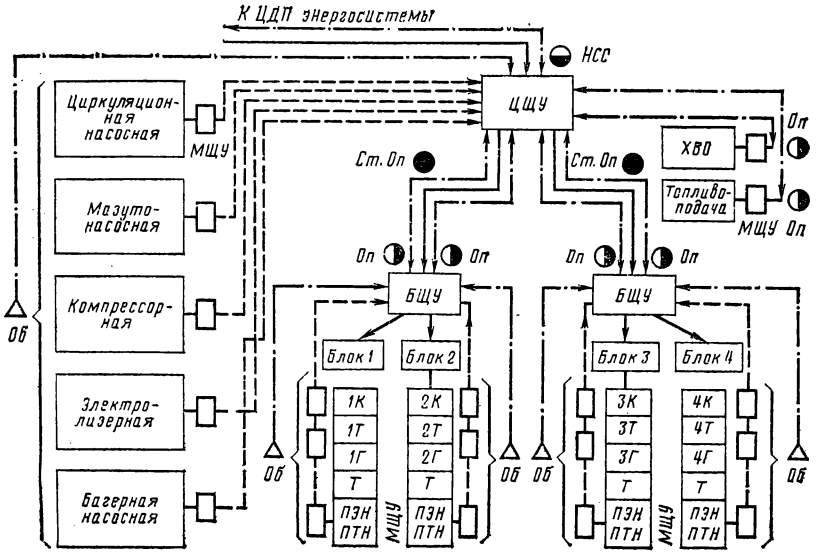


Рис. 8.8. Структура оперативного управления ТЭС блочного типа:

К — котлоагрегаты; *Т* — турбины; *Г* — генераторы; *Т* — трансформаторы; *ПЭН* — питательные электронасосы; *ПТН* — питательные турбонасосы; ——— — управление; — — — — сигнализация; —·—·— связь; *Оп* — оператор; *ХВО* — химводоочистка; *Об* — обходчик

электрической частью электростанции (здесь управление электрической частью отделено от тепломеханической).

В зависимости от мощности, положения в энергосистеме, установленного оборудования, наличия информационно-вычислительной машины (ИВМ) по-разному может определяться объем управления и информации, выносимый на ЦЩУ, БЩУ и ГЩУ тех или иных ТЭС.

Кроме ЦЩУ, БЩУ и ГЩУ, в различных местах электростанции устанавливаются местные (МЩ) или агрегатные (АЩ) щиты, например: местный (агрегатный) щит у выводов генератора, на котором установлены приборы релейной защиты блока, АГП блока, шкаф возбуждения генератора; местный щит охлаждения генератора; местные щиты релейной защиты на ОРУ.

Кроме того, для управления тепломеханической частью ТЭС создаются общестанционный (на электростанциях с поперечными связ-

тах ввиду их специфичности требуются постоянно находящиеся на местах свои операторы, которые поддерживают связь с ЦЩУ. В компрессорной (служащей для получения сжатого воздуха для воздушных выключателей), электролизерной (где вырабатывается чистый водород для охлаждения турбогенераторов) и в других местах процессы автоматизированы, их обслуживание ведется обходчиками, также поддерживающими связь с ЦЩУ. Кроме того, местные щиты оснащены аппаратурой, передающей на ЦЩУ сигналы в случаях возникновения неисправностей и необходимости прибытия на место обходчика. Местные щиты также устанавливаются непосредственно у агрегатов (на некоторых из них, например, у котлов и у турбогенераторов большой мощности, могут находиться постоянные дежурные).

8.3. ОПЕРАТИВНЫЕ ПУНКТЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

На ГЭС организуется, как правило, центральный ОПУ, обычно называемый ГЩУ или ЦЩУ. Оперативный пункт управления ГЭС размещается в большинстве случаев в отдельном помещении. Исключение делается только для небольших ГЭС без постоянного дежурного персонала. На таких ГЭС ОПУ может размещаться непосредственно в машинном зале.

Кроме центрального ОПУ, на ГЭС, как правило, также создаются местные пункты управления (у агрегатов, у общестанционных механизмов СН, на удаленных от ГЩУ ОРУ и т. д.).

Остановимся несколько подробнее на описании щитов и пультов управления ОПУ ГЭС, поскольку, с одной стороны, их оснащение весьма схоже с тем, что имеет место на главных или центральных щитах управления ТЭС и подстанций, и поэтому послужит дополнением к сказанному выше, а с другой стороны, это позволит пояснить некоторые специфические особенности вторичных устройств и их цепей на ГЭС.

Компоновка, конструкция и оснащение щитов могут быть различны. Наиболее часто ОПУ ГЭС оборудуются щитом, состоящим из вертикальных панелей, и отдельно стоящим пультом или только щитом без пульта. В первом случае на щите управления размещаются мнемоническая схема, регистрирующие, измерительные приборы, световые табло сигнализации, поворотные колонки синхронизации с соответствующими приборами. На рис. 8.9 показана в качестве примера часть панелей щита, имеющего всего 14 панелей. На пульте управления с приборной приставкой (рис. 8.10) показаны пять панелей из 22, на которых сосредоточены все необходимые ключи и кнопки управления, с помощью которых дежурный ведет режим работы ГЭС, производит необходимые оперативные манипуляции, связанные с остановом и пуском гидроагрегатов, вводом устройств пожаротушения и т. д. На пульте повторяется в несколько более расширенном виде мнемоническая схема и устанавливаются также те измерительные приборы, которые необходимы дежурному для контроля состояния оборудования и производства операций.

Сделаем некоторые пояснения к рис. 8.9 и 8.10. На щите на панели *I* центральной сигнализации установлены два расшифратора сигналов *1* (один для оборудования главного корпуса ГЭС, другой — для оборудования ОРУ). С помощью вызывных кнопок *2* персонал имеет возможность расшифровать поступающие с мест на световое табло ГЩУ автоматические сигналы. Например, по гидрогенератору, работающему в блоке с трансформатором: повышение температуры подшипников и подпятника генератора; низкое давление в маслонапорной установке (МНУ); значительное повышение частоты вращения агрегата; отклонение уровня масла в ванне

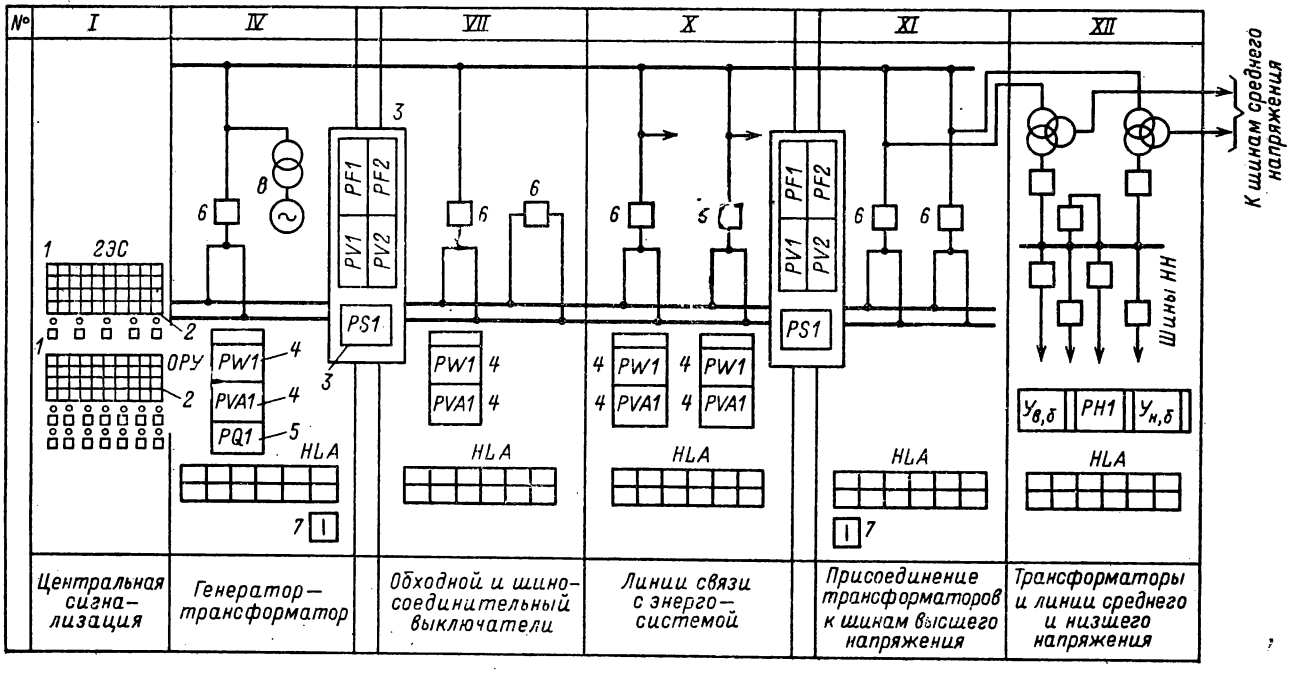


Рис. 8.9. Панели щита управления ОПУ ГЭС

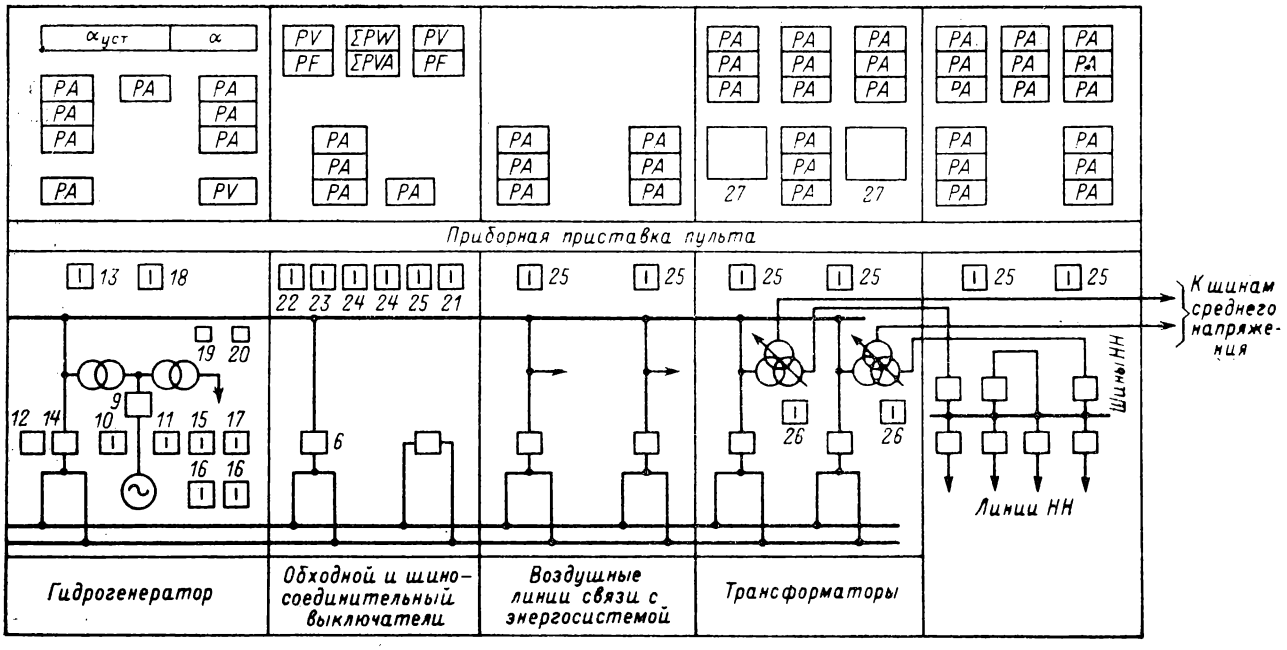


Рис. 8.10. Пульты управления ОПУ ГЭС

пяты от нормального; отсутствие охлаждающей воды; высокий уровень воды на крышке турбины; авария в системе возбуждения; перегрузка статора генератора; обрыв в цепях дифференциальной защиты блока; отключение выключателя блока; обрыв в цепях управления выключателей блока. На панелях *IV, VII, X, XI* и *XII* щита нанесена мнемоническая схема с встроенными символами выключателей *6*. На панелях *IV, VII, X* установлены приборы *4* активной и реактивной мощностей. На панели блока *8* генератор — трансформатор дополнительно установлены регистрирующие приборы расхода воды *5*. Кроме того, на панели у генератора световые табло фиксируют его состояние: «В работе» или «Готов к пуску».

На панелях *IV, VII, X, XI* и *XII* установлены световые табло *HLA*, сигнализирующие о наличии неисправностей. На панелях *IV* и *XI*, где установлены поворотные колонки синхронизации *3*, имеются ключи *7* подключения синхроноскопа к схеме. Это вызвано тем, что в процессе синхронизации вольтметры *PV1* и *PV2* и часготомеры *PF1* и *PF2* колонки все время включены, а синхроноскоп может включаться только после достижения примерно равных значений напряжения и частоты у включаемого генератора и на шинах (при большой разнице этих параметров синхроноскоп может работать неправильно). На панели *XII* установлены указательные приборы уровня верхнего и нижнего бьефов $У_{в,б}$, $У_{н,б}$, а также значения напора *РН1*.

На пульте гидрогенератора имеется ряд ключей и кнопок (см. рис. 8.10): *9* — пуска и останова гидроагрегата в нормальных условиях, *10* — регулирования активной мощности генератора, *11* — регулирования реактивной мощности генератора, *12* — ключ синхронизации, исключающий возможность включения на параллельную работу несинхронизируемого агрегата, *13* — управления обходным разъединителем с пульта, *14* — управления выключателем блока, *15* — управления ограничителем открытия направляющего аппарата, с помощью которого ограничивается расход воды через гидротурбину, *16* — подключения к системе группового регулирования (групповое регулирование активной и реактивной мощностей электростанции в целом широко применяется сейчас на ГЭС и ТЭС, так как это позволяет вести заданный диспетчером энергосистемы режим нагрузки электростанции и экономично распределять ее между работающими агрегатами), *17* — изменения уставки на регуляторе возбуждения, *18* — режимный ключ управления блоком (состоящим из генератора, повышающего трансформатора, шинного выключателя блока *14*), *19* — включения устройства пожаротушения гидрогенератора, *20* — аварийного останова гидроагрегата.

На пульте обходного и шиносоединительного выключателей размещены ключи: *21* — включения и отключения освещения, *22* — регулирования суммарной активности мощности ГЭС, *23* — регулирования суммарной реактивной мощности ГЭС, *24* — управления насоса-

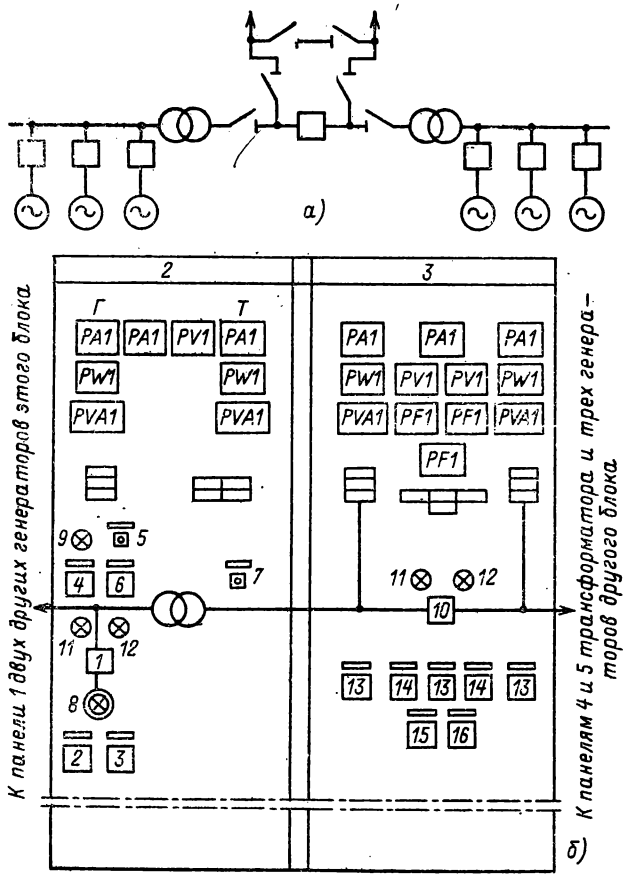


Рис. 8.11. Оперативный пункт управления ГЭС с щитом управления

ми пожаротушения, *25* — управления вспомогательным оборудованием.

На остальных пультах установлены режимные ключи: *25* — шиносоединительного, линейных и трансформаторных выключателей, ключи *26* служат для регулирования под нагрузкой напряжения трансформаторов.

На приборной приставке пульта (на соответствующих панелях) размещены вольтметр *PV* и частотомер *PF* для каждой системы шин, сумматоры активной ΣPW и реактивной ΣPVA мощностей ГЭС; измерительные приборы: амперметры и вольтметры переменного тока статора генератора, амперметр и вольтметр постоянного тока (возбуждения) ротора генератора, амперметр на высшей стороне генераторного трансформатора, а также указатель (уставка) допустимого и фактического угла поворота ($\alpha_{уст}$ и α) рабочих полостей турбины, действующий с помощью так называемой комбинаторной связи, применяемой у поворотно-лопастных гидротурбин; у понижающих трансформаторов предусмотрены амперметры со стороны высшего, среднего и низшего напряжений, а также указатели *27* положения переключателя ответвлений (анцапф) обмоток трансформаторов.

На рис. 8.11 показана схема мостика ГЭС с двумя блоками, каждый из которых состоит из трех генераторов и одного повышающего трансформатора (рис. 8.11, *а*). Главный щит управления этой ГЭС не имеет пульта, и все его устройства управления и контроля размещены на вертикальных панелях (рис. 8.11, *б*).

На панели *2* генератора установлены амперметры в цепи статора и ротора, ваттметры активной и реактивной мощностей, у трансформатора на стороне высшего напряжения — амперметр, вольтметр, ваттметры активной и реактивной мощности. На панели *3* установлены амперметры, ваттметры активной и реактивной мощности линий, амперметр мостика и приборы синхронизации (два вольтметра, два частотомера и синхроноскоп).

Под приборами располагаются световые табло, сигнализирующие о неисправности или аварии.

В отличие от щита управления, показанного на рис. 8.9, на панелях (рис. 8.11, *б*), кроме измерительных приборов и световых табло, размещены режимные переключатели, ключи и кнопки управления, с помощью которых оперативный персонал производит необходимые операции: *1* — управление агрегатом (пуск, останов) в нормальных условиях, *2* — регулирование активной нагрузки генератора, *3*—регулирование реактивной нагрузки генератора, *4* — перевод в компенсаторный режим генератора (генератор выдает реактивную нагрузку в сеть), *5* — аварийный пуск генератора с самосинхронизацией (в нормальных условиях пуск осуществляется с помощью устройств точной синхронизации), *6* — режим автоматического аварийного пуска гидроагрегата (например, при резком снижении частоты в системе генератор переводится из компенсаторного режима в активный), *7* — управление разъединителем на высшем напряжении. Кроме того, на панелях установлены: *8* — символ генератора с встроенной сигнальной лампой с белой линзой, означающей готовность генератора к пуску, *9* — сигнальная лампа с белой линзой, сигнализирующая нахождение генератора в компенсаторном режиме, *10* — ключ управления выключателя мостика, *11* и *12*—сигнальные лампы с зеленой и красной линзой, сигнализирующие соответственно отключенное и включенное положения генератора и выключателя мостика, *13*—переключатели амперметров (установленных на линиях и в цепи мостика) с одной фазы на другую, *14*—переключатели вольтметров (приборов синхронизации) для контроля уровня напряжения между различными фазами на высокой стороне у одного и у другого трансформаторов блоков,

15—ключ синхронизации, *16*—ключ включения синхроноскопа.

Конечно, следует иметь в виду, что, кроме ручных операций, на ГЭС особенно широко и всеобъемлюще внедрены автоматические средства управления режимами. Так, например, автоматический пуск гидроагрегата производится с помощью:

реле команды нормального пуска — от телеуправления (ТУ), с агрегатного щита управления (АЩ), с главного щита управления (ГЩУ), от автооператора;

реле команды ускоренного пуска — с ГЩУ при снижении частоты и при снижении напряжения в энергосистеме;

реле пуска агрегата.

Схема автоматики гидроагрегата предусматривает также перевод из генераторного в компенсаторный режим и обратно, управление механизмом изменения частоты вращения турбины, останов гидроагрегата с АЩ, ГЩУ, от ТУ, от гидромеханических защит, от электрических защит, от защиты цепей возбуждения. При этом контролируется длительность останова и передаются сигналы аварийного повышения температуры сегментов подшипников и подпятников, охлаждающей среды.

Автоматизация ГЭС повышает производительность труда оперативного персонала, надежность и экономичность энергоснабжения и уменьшает количество средств управления и контроля (ключей управления и измерительных приборов), устанавливаемых на ГЩУ. Так, например, при автоматизации агрегатов ГЭС в нормальных условиях нет необходимости на ГЩУ пользоваться ключами управления коммутационными аппаратами генераторов (выключателями и АГП), шунтовым реостатом возбудителя генератора, используемым при ручном регулировании возбуждения, ограничителем открытия регулятора скорости, турбинными затворами и другими механизмами турбины, так как при пуске и останове агрегатов эти операции производятся автоматически. В связи с автоматизацией на современных ГЭС появляется возможность существенно уменьшить количество панелей оперативного контура ГЩУ, разместив на одной панели аппаратуру управления и контроля двух и даже трех агрегатов.

Характерным для ГЩУ ГЭС (особенно для ГЭС, на которых постоянное присутствие оперативного персонала на ГЩУ не обязательно) является возможность централизованного отключения световой сигнализации положения выключателей (работа с темным щитом). Однако и в этом случае при несоответствии ранее поданной команды и положения управляемого элемента мигание лампы и звуковая сигнализация сохраняются. То же может применяться и на других энергообъектах (ТЭС, подстанции), в особенности там, где отсутствует постоянный дежурный персонал.

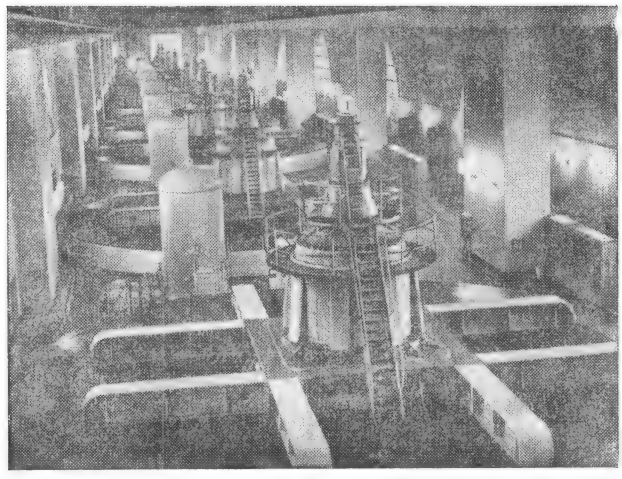


Рис. 8.12. Общий вид машинного зала ГЭС с местными щитами

Характерным для ГЭС является наличие относительно больших местных (агрегатных) щитов, на которых монтируются устройства автоматики агрегата, необходимые средства управления и приборы измерения для пуска агрегатов и их опробования, релейная защита и т. п. Например, на одной крупной ГЭС агрегатный щит состоит из 11 панелей. Они предназначены для управления освещением, аппаратурой постоянного тока, телеконтроля и управления агрегатом, сигнализации его состояния, электрогидравлического регулятора, автоматики, синхронизации, пожаротушения, релейной защиты генератора, защиты трансформатора, работающего в блоке с генератором, и сигнализации их состояния.

На рис. 8.12 показан машинный зал крупной ГЭС. Против каждого агрегата с правой стороны размещен его агрегатный щит. Кроме того, слева у каждой маслонапорной установки, служащей для регулирования частоты вращения турбоагрегата, имеется шкаф автоматики.

8.4. ОПЕРАТИВНЫЕ ПУНКТЫ УПРАВЛЕНИЯ НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Оперативное управление АЭС тоже осуществляется как с центрального щита управления ЦЩУ, на котором сосредоточены средства, необходимые для управления режимом работы электростанции в целом и общестанционным электротехническим оборудованием, так и с блочных щитов БЩУ. Центральный

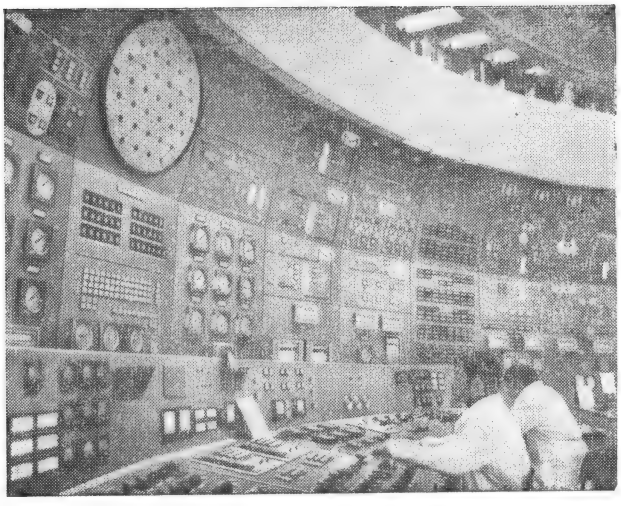


Рис. 8.13. Общий вид блочного щита атомной электростанции

щит управления АЭС выполняется в основном аналогично ЦЩУ блочных ТЭС.

На АЭС персонал не может ознакомиться с состоянием оборудования на месте так, как он может это сделать на обычной ТЭС. За работой оборудования первого контура можно следить только при помощи устройств дистанционного контроля и сигнализации. Это вызывает значительное увеличение количества управляемых элементов и точек измерения на БЩУ по сравнению с обычной ТЭС. Так, например, энергетический блок АЭС с ядерным реактором ВВЭР-1000 имеет на БЩУ около 1000 управляемых элементов и около 5000 точек измерения. На рис. 8.13 показан блочный щит АЭС. Здесь сосредоточены устройства управления и контроля атомного реактора (круглое изображение которого хорошо видно на рисунке) и всего теплового контура.

Справа и слева от реактора расположены измерительные, самопишущие и другие приборы блока (данный блок состоит из одного реактора и двух турбоагрегатов, к нему подключенных). На снимке видны световые табло, сигнализирующие о неисправности и других нарушениях. Управление и регулирование ведется с пульта. Оперативный персонал находится за столом дежурного, на котором также имеется ряд приборов и ключей, позволяющих ему непосредственно следить за показателями состояния реактора и другого основного оборудования, получать по вызову необходимые сведения, а также вести переговоры с подчиненным и вышестоящим персоналом (например, с дежурным инженером АЭС, находящимся на центральном щите).

На рис. 8.14 показана примерная компоновка БЩУ для АЭС с реакторами ВВЭР-440.

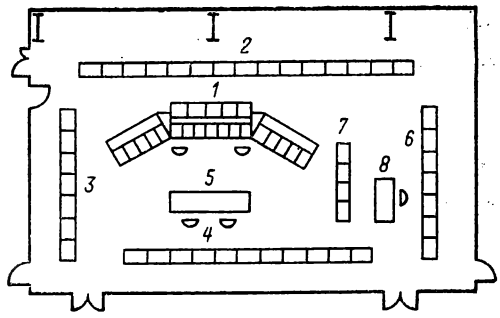


Рис. 8.14. Примерная компоновка БЩУ блока АЭС с реакторами ВВЭР-440:

1 — пульт управления; *2* — оперативные панели; *3* — панели управления неоперативного назначения; *4* — неоперативные панели; *5* — стол-пульт руководителя блока; *6* — панели электроустройства; *7* — печатающие машинки; *8* — стол

Как видно из рисунка, в центре оперативного зала расположен пульт управления *1*. Левая часть и половина средней части пульта предназначены для управления реактором и циркуляционными насосами, а вторая половина средней части и вся правая часть пульта — для управления турбинами и генераторами. На приставке средней части пульта размещается пять электронно-лучевых индикаторов, на которых представляется информация о работе блока. Перед пультом находится ряд оперативных панелей *2*, откуда производится управление реактором и турбинами, а также панелей управления и контроля второго контура. Слева от пульта располагаются панели *3* для управления системами обеспечения безопасности и аппаратами первого контура неоперативного назначения. Сзади пульта расположены неоперативные панели *4* для приборов радиационного контроля, управления контуром герметичности, пожарной сигнализации и др. Средства информации дополняются значительным количеством табло сигнализации и мнемоническими схемами отдельных узлов блока.

На АЭС в связи с повышенными требованиями безопасности и более сложными схемами управления и защиты предусматриваются дополнительно к упомянутым выше щитам резервный щит управления (РЩУ) и щит общестанционных устройств (ЩОУ).

Резервный щит управления предназначен для проведения операций по останову блока в ситуациях, при которых осуществить останов блока с БЩУ не представляется возможным. С РЩУ должна быть обеспечена возможность выполнения следующих основных операций: останов реакторной установки с обеспечением при этом ее безопасности; отвод остаточного тепла из активной зоны.

Для реализации указанных операций с РЩУ требуется установка на РЩУ разнообразной аппаратуры управления и контроля.

Резервный щит управления размещается в специальном помещении, отделенном огнестойким ограждением или находящемся на расстоянии, обеспечивающем беспрепятственный и быстрый к нему доступ.

Щит общестанционных устройств служит для управления общестанционным оборудованием — установками спецводоочистки, бойлерной, вентиляционными системами. В случаях, когда управление указанными установками оказывается возможным осуществить от других щитов, ЩОУ не предусматривается.

8.5. ОПЕРАТИВНЫЕ ПУНКТЫ УПРАВЛЕНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

На подстанциях щиты управления и релейные щиты в большинстве случаев располагаются в одном и том же помещении ОПУ (ГЩУ). При этом оперативный контур щита управления (ЩУ) обращен лицевой стороной к столу дежурного, а панели релейного щита и автоматики располагаются сзади щита управления. Щиты постоянного тока и щиты 380/220 В СН могут устанавливаться в помещениях вблизи аккумуляторных батарей (АБ) и трансформаторов СН.

Возможный план такой компоновки панелей управления, защиты, автоматики и центральной сигнализации показан на рис. 8.15. На щите *1*, панели которого составляют оперативный контур, расположены измерительные приборы, устройства управления, центральной сигнализации, синхронизации и т. п. Для облегчения обслуживания подстанции панели управления в оперативном контуре располагаются примерно в той же последовательности, в какой установлены управляемые элементы в ОРУ. На щитах *2*, *3* и *4* размещаются устройства защиты, автоматики, регистрирующие приборы, резервные панели и пр.

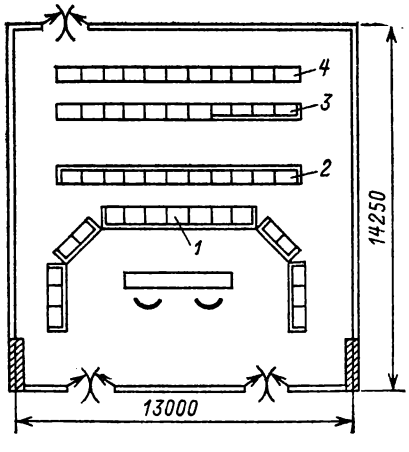


Рис. 8.15. Вариант совместной компоновки панелей управления, защиты, автоматики и сигнализации в одном помещении ОПУ

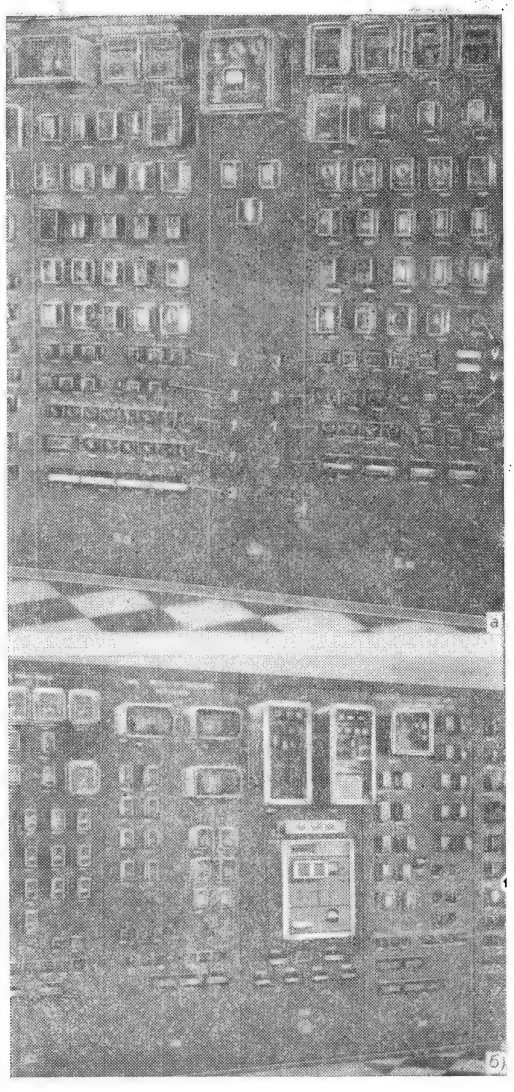


Рис. 8.16. Общий вид панелей релейной защиты:

а — стороны 330 кВ и 15,75 кВ автотрансформаторов 750 кВ; *б* — дифференциально-фазная защита линии 750 кВ

На рис. 8.16 показаны релейные панели защиты и автоматики линий 330 кВ и автотрансформатора 750 кВ, установленные на действующей подстанции. На них размещены аппараты, которыми пользуется персонал для ввода или вывода из работы защиты, для проведения испытаний и оперативных переключений во вторичных цепях, для выявления вида сработавшей защиты. На панелях *53* и *54* показаны накладки *1* (отключающие устройства), испытательные блоки *2*, указательные реле *3*, переключатели *4*. На панели *84* показан шкаф высокочастотного приемопередатчика защиты (рис. 8.16, *б*). С помощью соответствующих кнопок и ключей персонал периоди-

чески в установленное время обменивается сигналами с другим таким же комплектом приемопередатчика защиты, установленным на другой подстанции, контролирующими исправность ВЧ канала и аппаратуры дифференциально-фазной защиты воздушной линии, соединяющей оба энергообъекта.

На подстанциях с напряжением 500 кВ и выше для оперативного контура используется мозаичный щит управления с малогабаритной аппаратурой, применение которого позволяет уменьшить количество панелей, оперативного контура, т. е. улучшить обозреваемость дежурным щита управления. На мозаичном щите устанавливаются измерительные приборы, аппаратура управления и сигнализации, выполняется мнемоническая схема подстанции. Рабочее место дежурного выполнено в виде пульта, состоящего из нескольких тумб, на которых установлены дисплеи вычислительных машин, коммутаторы связи, а также некоторые измерительные приборы и табло сигнализации общеподстанционного назначения. Ввиду большой территории, занимаемой такими подстанциями, релейные щиты панелей защиты и автоматики для сокращения длин контрольных кабелей размещаются в отдельных от ОПУ помещениях, максимально приближенных к ОРУ.

Кроме упомянутых выше щитов, на подстанции применяются щиты управления и автоматики компрессорных, предназначенных для питания сжатым воздухом воздушных выключателей, а при наличии на подстанции синхронных компенсаторов — щиты их релейной защиты, автоматики и управления. Эти щиты устанавливаются на ОРУ в специальных закрытых помещениях или в зданиях вспомогательного назначения.

8.6. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Выше мы рассмотрели, как организуется оперативное управление различными энергообъектами, как выполняются и где размещаются на них щиты управления различного назначения (ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ, МЩУ, РЩУ). Все они в пределах отдельного энергообъекта составляют взаимосвязанный комплекс, отдельные части которого соединены между собой вторичными цепями. Ниже рассмотрим, как выполняются связи между отдельными щитами и первичным оборудованием и как организуется их питание оперативным током.

Выполнение связей между щитами и первичным оборудованием рассмотрим на примере связей выключателя *Q1* и разъединителей, установленных на стороне среднего напряжения 35 кВ трехобмоточного трансформатора

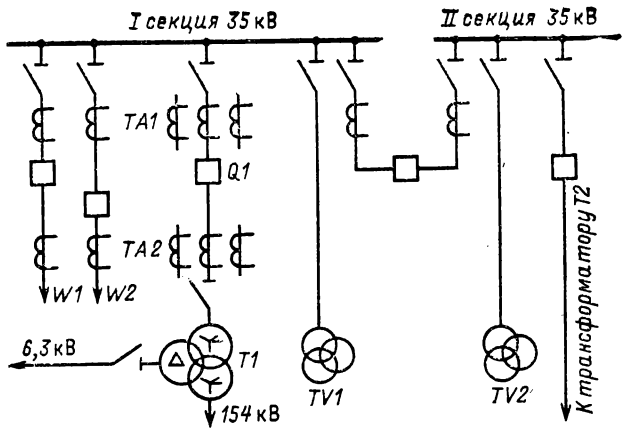


Рис. 8.17. Схема первичных соединений ОРУ 35 кВ

T1 подстанции со щитами в здании ОПУ подстанции. Поясняющая схема показана на рис. 8.17. Шины 35 кВ имеют две секции, к одной из них присоединены через выключатель *Q1* трансформатор *T1*, а также две линии 35 кВ, трансформатор напряжения *TV1* и секционный выключатель (показанные в однолинейном изображении). К другой секции подключается трансформатор *T2* и остальные присоединения подобно тому, как выполнено применительно к первой секции.

На рис. 8.18 показана структурная схема кабельных связей элементов ОРУ 35 кВ трансформатора *T1* с устройствами, установленными в ОПУ. Схема составлена с учетом того, что в помещении подстанционного пункта управления (ОПУ) находятся щит управления *1*, щит постоянного тока *3*, распределительный щит СН 380/220 В *2*. Остальные устройства находятся непосредственно на территории ОРУ. Центральным звеном связи является ящик зажимов (шкаф) *5* рассматриваемого выключателя *Q1* трансформатора *T1*, который непосредственно связан кабельными линиями со шкафом *9* привода выключателя *Q1*, а также с приводами разъединителей.

На рис. 8.19 дана монтажная схема ящика зажимов типа ЯЗ-60 выключателя 35 кВ трансформатора *T1* с рядом зажимов и подходящими контрольными кабелями. Ряд зажимов делится на три части в зависимости от своего назначения. Верхняя часть состоит из 13 испытательных зажимов, к которым подводятся от ТТ и отводятся на ОПУ токовые цепи. Они являются испытательными, позволяющими в необходимых случаях (при испытаниях, проверках и т. д.) закорачивать эти цепи. Дальше идут резервные зажимы (*14—20*). В средней части располагаются зажимы, к которым подключаются цепи от вспомогательных контактов выключателя, разъединителей и устройств их электромагнитной блокировки.

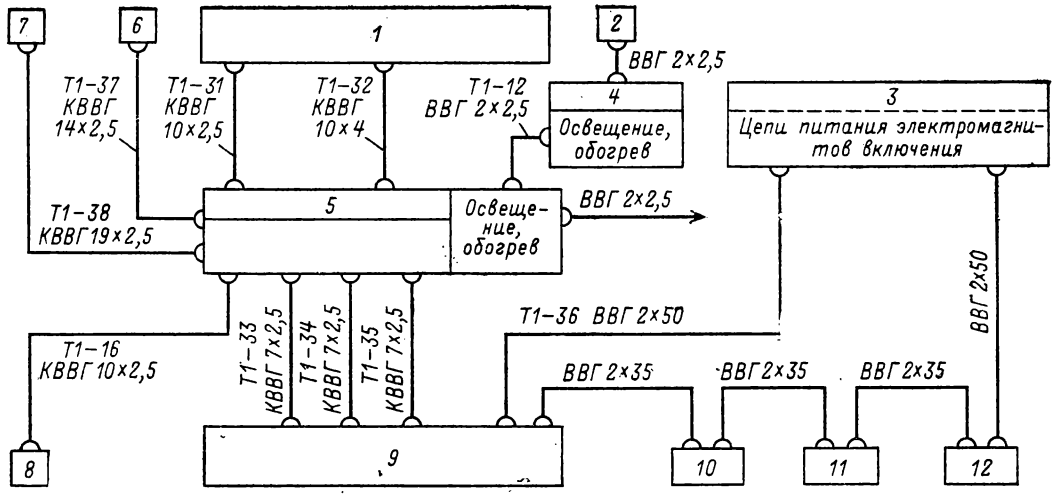


Рис. 8.18. Структурная схема кабельных связей между выключателем и разъединителями 35 кВ *Т1* (см. также рис. 8.17) и ОПУ:

1 — щит ОПУ; *2* — распределительный щит СН 380/220 В на ОПУ; *3* — ЩПТ на ОПУ; *4* — шкаф *TV1*; *5* — ящик зажимов (шкаф) выключателя *Q1* трансформатора *Т1*; *6* — привод шинного разъединителя 35 кВ, цепи вспомогательных контактов и электромагнитной блокировки; *7* — привод разъединителя со стороны *Т1*, цепи вспомогательных контактов и электромагнитной блокировки; *8* — ящик зажимов (шкаф) выключателя на стороне 154 кВ *Т1*; *9* — шкаф привода выключателя *Q1* трансформатора *Т1*; *10*—шкаф привода выключателя линии *W2*; *11* — шкаф привода выключателя линии *W1*; *12* — шкаф привода секционного выключателя 35 кВ; *Т1-37* — обозначение одного из контрольных кабелей трансформатора *Т1*

В нижней части расположены зажимы питания устройств обогрева шкафа в зимних условиях и его освещения, а также освещения шкафа питания электромагнитных приводов выключателей, показанных на рис. 8.18. Источником питания устройств обогрева и освещения является распределительный щит СН 380/220 В на ОПУ. Питание электромагнитов включения всех выключателей 35 кВ осуществляется в свою очередь от щита постоянного тока ОПУ. На ОПУ устанавливается аккумуляторная батарея.

Питание оперативным током вторичных устройств производится от щита постоянного тока при наличии аккумуляторной батареи на объекте либо от источников оперативного переменного или выпрямленного тока. Возможно использование на одном энергетическом объекте различных видов оперативного тока в зависимости от требований надежности питания той или иной нагрузки. От сети оперативного постоянного тока питаются наиболее ответственные цепи управления, защиты, контроля и регулирования присоединений главной схемы, обеспечивающих энергоснабжение потребителей. От сети постоянного тока, кроме того, производится резервирование необходимых механизмов маслосмазки вращающихся машин, аварийного освещения, устройств связи и агрегатов надежного питания вычислительных комплексов, нормально получающих питание от сети СН переменного тока и подключающихся к ЩПТ лишь в аварийном режиме при исчезновении переменного тока в цепях СН.

Для повышения надежности питание приемников разного назначения выполняется от разных систем шин на ЩПТ; от силовых шин ЩПТ, к которым непосредственно подключается аккумуляторная батарея и подзарядные устройства, питаются электромагниты включения масляных выключателей, двигательная нагрузка, устройства связи, аварийное освещение и др.; от оперативных шинок ЩПТ питаются цепи управления, автоматики, сигнализации и защиты.

Для питания электромагнитов включения масляных выключателей создается кольцевая схема питания с двумя питающими линиями от разных секций силовых шин ЩПТ и перемычками между электромагнитами всех выключателей одного РУ. На каждой питающей линии со стороны шин ЩПТ устанавливается автоматический выключатель для коммутации и защиты. На перемычках между электромагнитами по РУ устанавливаются секционные рубильники. Кольцо должно быть разомкнуто на каком-либо секционном рубильнике. При повреждении какого-либо участка сети он выделяется секционными рубильниками, а неповрежденные участки питаются от двух линий со ЩПТ.

Каждый щит управления получает независимое питание от шин ЩПТ. Питание цепей управления, защиты, автоматики производится от сети оперативного управления щита управления (шинок $\pm EC$); цепей сигнализации — от сети сигнализации (шинок $\pm EH$). Каждая сеть независимо от другой питается по двум линиям от ЩПТ, которые запитывают шинки

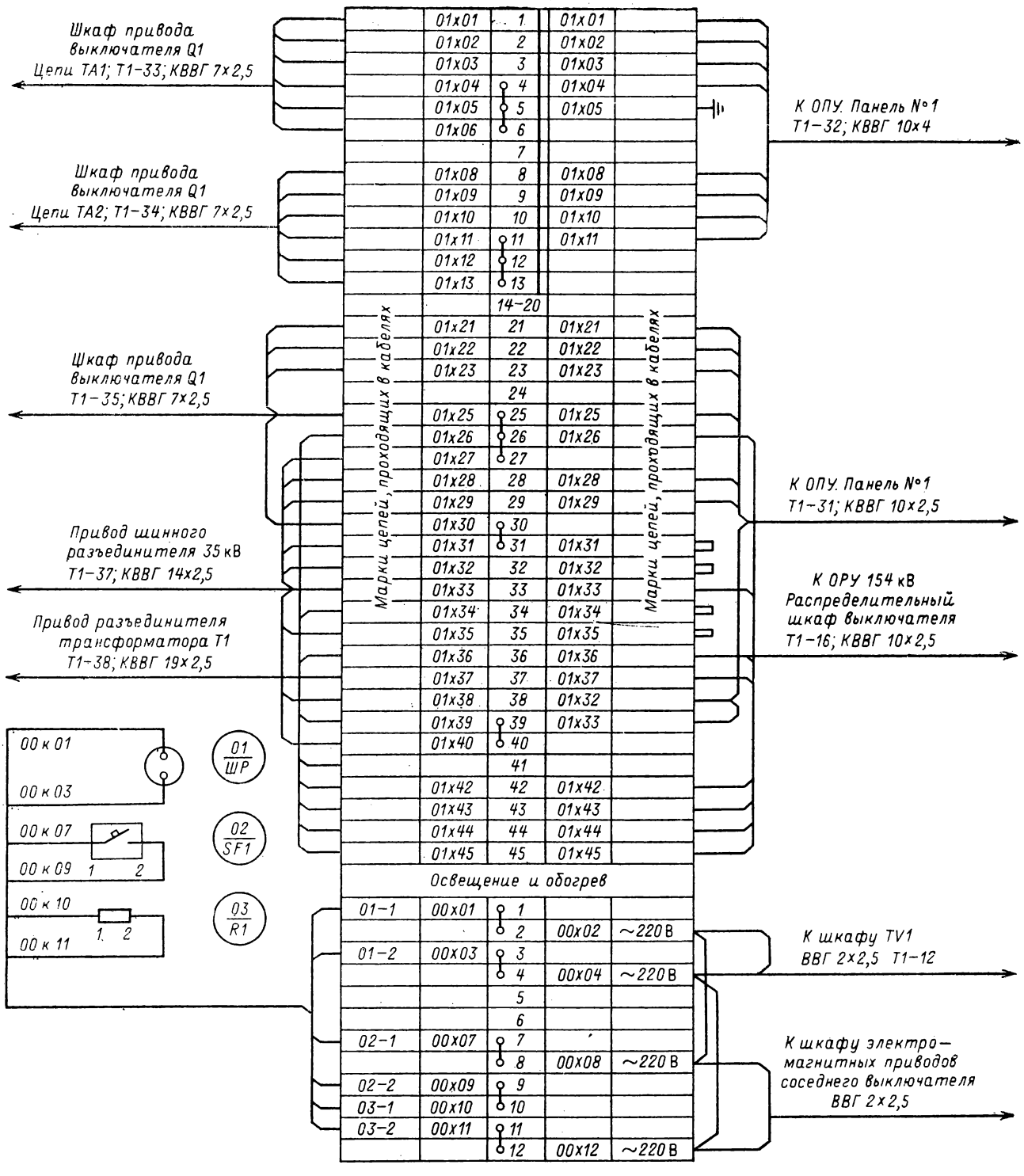


Рис. 8.19. Монтажная схема ящика зажимов (шкафа) выключателя 35 кВ *Т1* (см. рис. 8.17 и 8.18):
ШР — штепсельная розетка; *SF1* — автоматический выключатель; *R1* — резистор

управления и сигнализации, прокладываемые над панелями щита управления. На каждой питающей линии со стороны ЩПТ устанавливаются переключатель, позволяющий подключать линию питания к одной или другой системе оперативных шинок на ЩПТ, и предохранители. На типовых панелях постоянного тока, разработанных для подстанций, на пи-

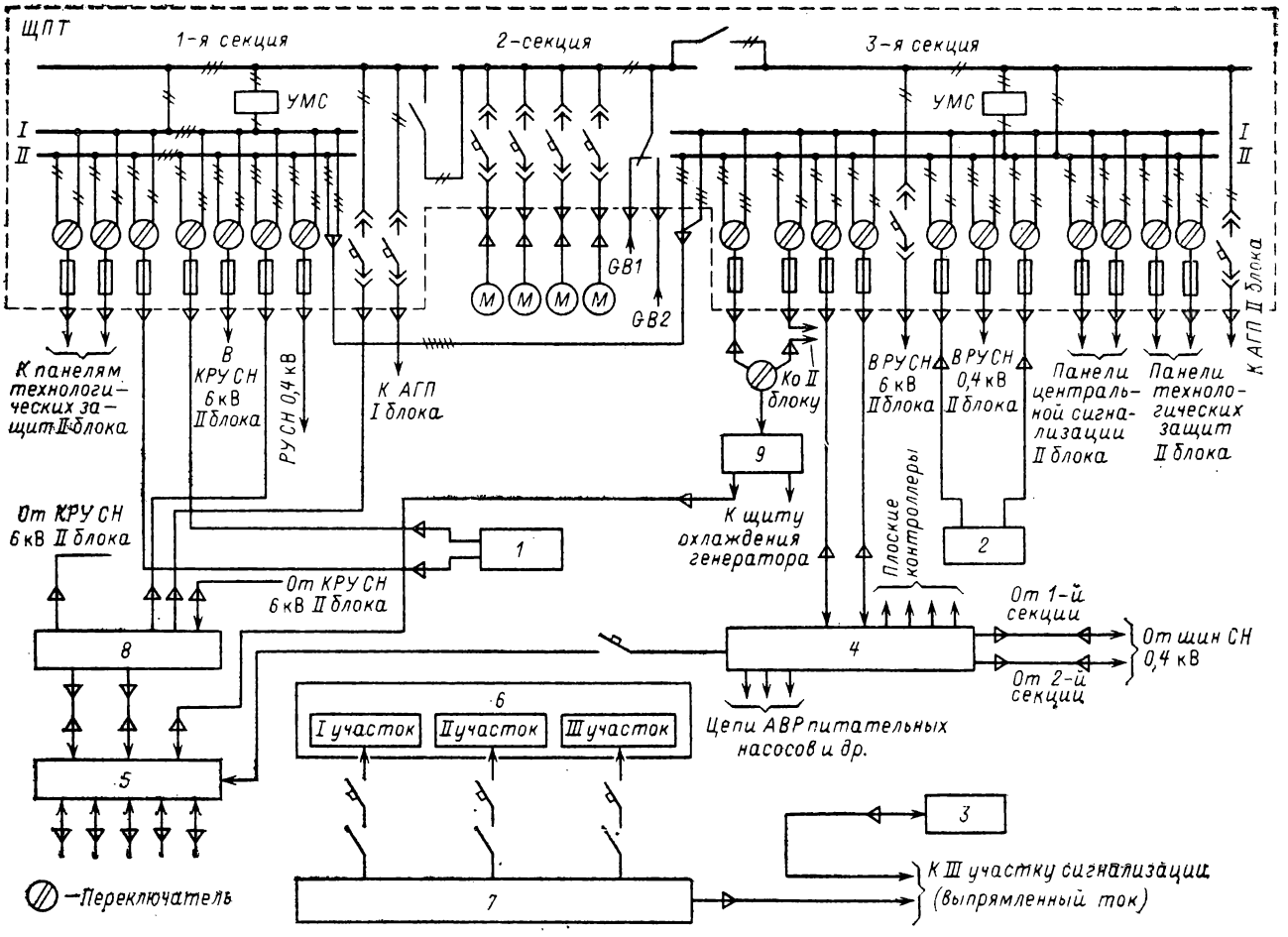


Рис. 8.20. Структурная схема распределения оперативного постоянного тока в пределах одного блока 200 МВт:

I, II — оперативные шинки; *GB1* — аккумуляторная батарея блока; *GB2* — общестанционная аккумуляторная батарея; *М*—электродвигатели постоянного тока аварийных маслонасосов I и II турбогенераторов и уплотнения вала I и II турбогенераторов; *УМС* — устройство мигания

тающих линиях от оперативных шинок ЩПТ устанавливаются автоматические выключатели.

Таким образом, каждая сеть имеет две линии питания, и повреждение одной из них не нарушает нормальной работы сети. При замыканиях на землю на одном из полюсов возможность определения поврежденного участка без нарушения работы исправных участков достигается секционированием сети или предусматривается возможность перевода участков сети с пониженной изоляцией на шины, питаемые от другого источника, пока не будет устранено повреждение (например, цепи управления, защиты и автоматики на щитах управления питаются от двух систем шинок управления с тем, чтобы отдельные участки сети могли в случае необходимости переключаться с одной системы шинок на другую).

Питание оперативным током цепей управления и защиты каждого присоединения от шинок управления ЩУ должно предусматриваться, как правило, через отдельные автоматические выключатели или предохранители, не связанные с другими цепями (сигнализации, электромагнитной блокировки и т. п.). Допускается совместное питание цепей управления и ламп сигнализации положения управляемого аппарата.

Для присоединений 110 кВ и выше, а также для генераторов (блоков) мощностью 60 МВт и более предусматривается раздельное питание оперативным током (от разных предохранителей или автоматических выключателей) основных и резервных защит.

На рис. 8.20 в качестве примера организации питания вторичных устройств и их цепей показана структурная схема распределения оперативного постоянного тока в пределах одного блока 200 МВт. Чтобы сделать ее более наглядной, схема показана в однолинейном изображении. Например, шинки 1-й секции

ЩПТ обозначены не тремя линиями (+, —, — заряда), а одной; оперативные шинки 1-й и 3-й секции, каждая из которых состоит из трех полос (+, —, мигающий свет) также показаны одной линией (количество шинок или проводов в линии обозначено черточками). На рис. 8.20 некоторые устройства (контроль изоляции, подключение АБ, измерительные приборы, зарядные и подзарядные устройства и др.) не показаны, поскольку вопрос источников питания вторичных цепей, в том числе оперативного тока, на электростанциях и подстанциях рассматривался в гл. 5. Щит постоянного тока предназначен для питания электроприемников двух блоков, управляемых с одного БЩУ. От 2-й секции, которая через переключатель подключена непосредственно к аккумуляторной батарее блоков *GB1* или к общестанционной батарее *GB2*, отходят кабельные линии к электродвигателям постоянного тока аварийного маслонасоса и маслонасоса уплотнения вала турбогенератора (например, при его водородном охлаждении), что повышает надежность питания этих механизмов. От 1-й секции шин ЩПТ и ее оперативных шинок кабельные линии отходят к соответствующим шинкам оперативного постоянного тока КРУ СН 6 кВ I блока *8* и шинам питания электромагнитов включения выключателей. Кроме того, в КРУ I блока предусматривается подача (для резервирования) оперативного постоянного тока от КРУ II блока, шинки которого, в свою очередь, подключены к 3-й секции ЩПТ.

Переключения с одной системы шинок оперативного тока на другую осуществляется соответствующими переключателями. Оперативные шинки 3-й секции соединены кабельными линиями с местными агрегатными щитами *9*, расположенными в помещениях выводов турбогенераторов, для питания электрических защит, управления системой возбуждения и автоматом гашения поля (АГП), блока питания, сигнализации местного охлаждения генераторов и пр. Эти щиты связаны между собой линией питания.

Все остальные устройства, обозначенные на рисунке порядковыми номерами, располагаются на панелях БЩУ (сам пульт БЩУ с установленными на нем ключами управления и регулирования, измерительными приборами и сигнализацией на этом рисунке не показан). Одни из этих панелей служат для контроля и управления блоком в целом и отдельными его технологическими элементами, а именно: *1* — панели автоматических выключателей и устройств управления электродвигателями изменения частоты вращения (и ограничения мощности) турбины, электромагнитными приводами вентилей трубопровода конденсата и различных клапанов и т. д.; 2 — панели технологических защит I блока, действующих на его останов или разгрузку, на электромагниты закрытия стопорных и других запорных клапанов турбины; *3* — панели электронных регуляторов, поддерживающих установленные режимы работы тепломеханического оборудования.

Другие панели относятся к общеблочным электрическим устройствам: *4* — вводные панели питания устройств автоматики и центральной сигнализации, от этих панелей отходят цепи питания оперативным постоянным током панелей *5* центральной сигнализации, АВР питательных и конденсатных насосов, маслонасосов смазки и др. На этих панелях также расположены устройства сигнализации аварийного отключения обходных выключателей и выключателей блоков 220 кВ, сюда же передаются сигналы вызова персонала в КРУ СН, нарушения изоляции в сети постоянного оперативного тока, неисправностей в схемах электродвигателей маслонасосов смазки; *6* — панели предупреждающей сигнализации о неисправностях тепломеханического оборудования; *7* — панели оперативного и неоперативного контуров блочного щита управления. На них установлены автоматические выключатели, приборы, световые табло, управляющие и регулирующие аппараты, питание которых осуществляется от шинок оперативного тока, проложенных по всей длине панелей; *9* — панели в помещении выводов генератора.

В отношении панелей *3*, *4*, *6* и *7* следует добавить следующее: на панель *6* подается выпрямленное напряжение 220 В, поступающее от выпрямительного устройства (ВУ), установленного на панелях *4*, куда подводится от РУ СН 0,4 кВ переменный ток 220 В. Для работы сигнализации на панелях *3* и *7* используется также выпрямленное напряжение. Использование на панелях *6* (где сосредоточены устройства участковой сигнализации), *3* и *7* (где установлены приборы и регуляторы) оперативного выпрямленного или переменного тока (а не постоянного) принято в целях повышения надежности защиты, работающих на постоянном токе. Дело в том, что цепи предупредительной сигнализации неисправности тепломеханического и электротехнического оборудования, приборов и регуляторов блока весьма разветвлены и проходят в местах (котельной и др.), где вероятность их повреждения (из-за окружающей среды, доступности и т. д.) больше, чем цепей, проложенных в электропомещениях (РУ, щиты управления и т. п.).

На рис. 8.21 приводится структурная схема распределения оперативного переменного тока в пределах одного блока 200 МВт. Источником оперативного переменного тока являют-

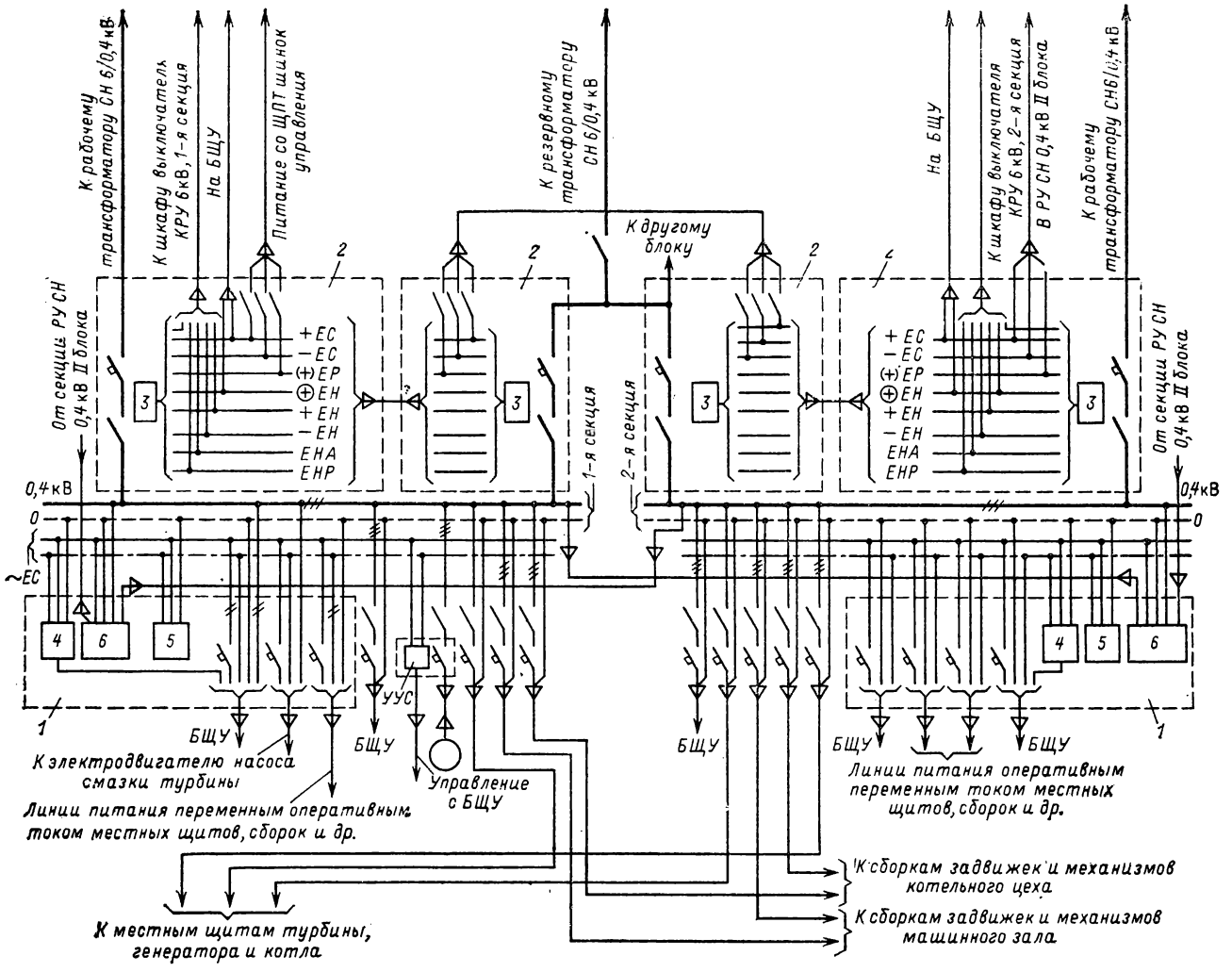


Рис. 8.21. Структурная схема распределения оперативного переменного тока в пределах одного блока 200 МВт:

1 — панели общестанционных устройств; *2* — панели автоматических выключателей рабочих и резервного трансформаторов; *3* — шинки управления автоматическими выключателями трансформаторов и сигнализации на блочном щите управления; *4* — аппаратура вызывной сигнализации; *5* — аппаратура устройства мигающего света; *6* — аппаратура питания шинок управления переменного тока; *УУС* — устройство управления и сигнализации

ся силовые трансформаторы СН 6/0,4 кВ. На схеме электрических соединений щита СН 0,4 кВ показаны жирными линиями две секции шин, к которым через автоматические выключатели подключаются два рабочих и один резервный трансформаторы СН. От этих шин питаются шинки оперативного переменного тока различного назначения (шинки управления *ЕС*, а также показанные штрихпунктиром шинки сигнализации, мигания). В РУ СН 0,4 кВ от шинок каждой секции производится питание всех устройств и приборов, установленных на двух общесекционных панелях. От этих же панелей через установленные на них автоматические выключатели подается по кабельным связям оперативный переменный ток на ВЩУ (в том числе сигналы вызова в РУ 0,4 кВ), в шкаф электродвигателя переменного тока маслонасоса смазки турбины, на местные щиты и во все другие места, где управление, автоматика, сигнализация выполняются на переменном токе.

Из рис. 8.21 видно, что в схеме широко применено резервирование, которое осуществляется путем кольцевания и перекрестного питания панелей БЩУ, местных щитов и сборок от двух секций РУ СН 0,4 кВ.

У рабочих и резервного трансформаторов на стороне 0,4 кВ установлены автоматические выключатели, в цепях управления и сигнализации которых используется оперативный постоянный ток, поступающий с ЩПТ и из КРУ 6 кВ. На каждой панели автоматических выключателей организуются восемь шинок оперативного постоянного тока, которые соединены кабельными связями с шинками авто-

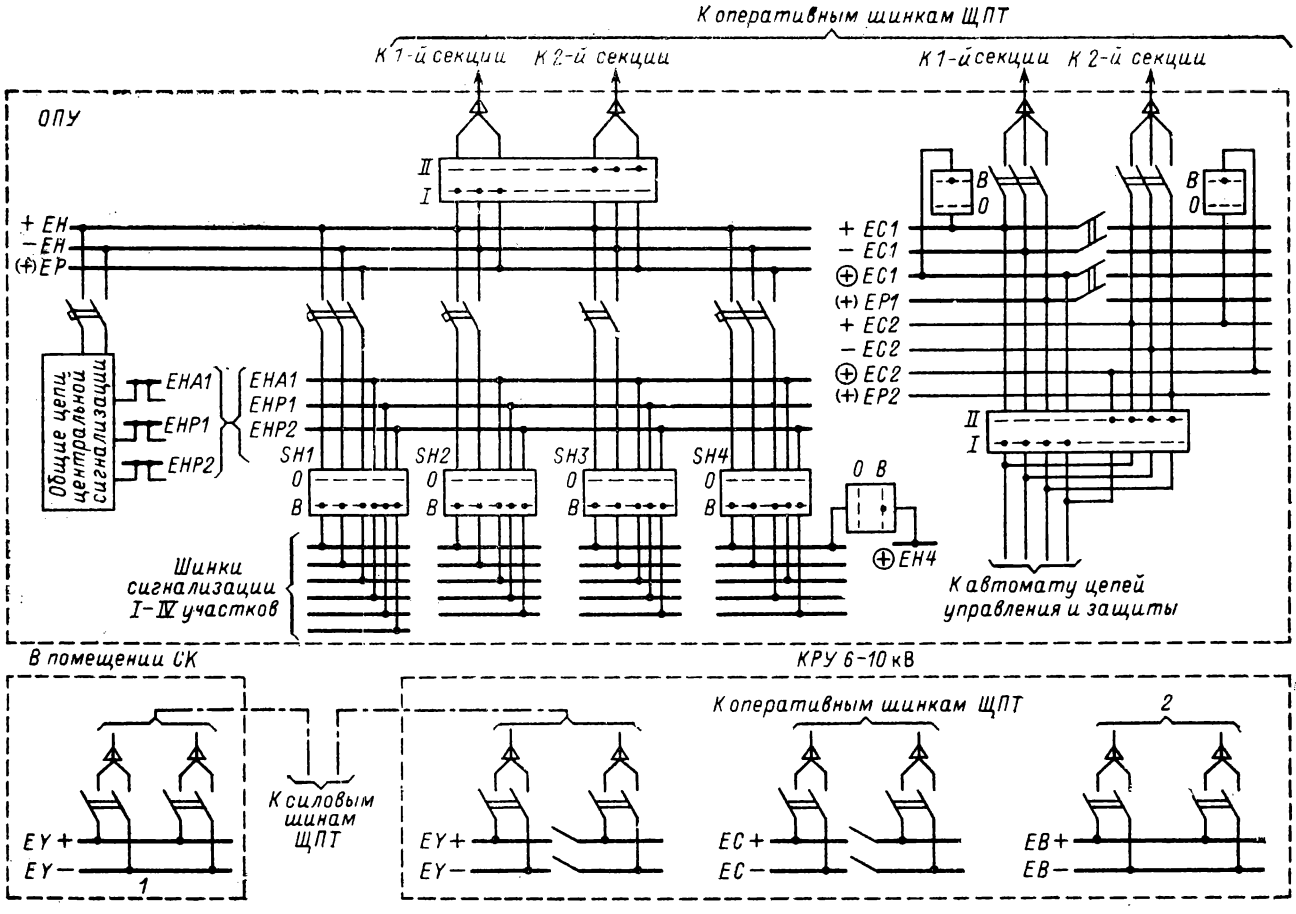


Рис. 8.22. Схема распределения постоянного тока на подстанции 220 кВ и выше:

1 — ЩПТ в здании вспомогательных устройств синхронных компенсаторов; *2* — к выпрямительным устройствам цепей питания оперативной блокировки разъединителей; *SH1—SH4* — переключатели шинок сигнализации *I—IV* участков

матических выключателей резервного трансформатора. Все местные щиты, сборки, различные шкафы, размещенные в разных местах электростанции, часто на довольно значительном расстоянии друг от друга, управляются и контролируются с помощью оперативного переменного тока, что дает возможность обходиться аккумуляторной батареей меньшей емкости и способствует поддержанию на высоком уровне технического состояния цепей оперативного постоянного тока, от которых зависит нормальная и безаварийная работа основного оборудования электростанций и подстанций.

Схема распределения постоянного тока на подстанциях представлена на рис. 8.22.

Источником питания электроприемников постоянного тока, показанных на рис. 8.22, является аккумуляторная батарея, подключенная к главным силовым шинам постоянного тока. От этих шин подается постоянный ток в КРУ, на шинки питания $\pm EY$ электромагнитов включения масляных выключателей, а также на распределительный щит постоянного тока в здании вспомогательных устройств синхронных компенсаторов (СК), от которого питаются электромагниты включения выключателей, устройства маслосмазки подшипников и водородного охлаждения компенсаторов.

На щите постоянного тока создается секционированная система оперативных шинок. От них двумя линиями от разных секций производится питание двух систем шинок управления $+EC1$, $-EC1$ и $+EC2$, $-EC2$ щита управления ОПУ, а также шинок мигания $(+)EP1$, $(+)EP2$, образующихся на ЩПТ в схеме устройств мигающего света. На щите управления устанавливается переключатель для образования шинок $\oplus EC1$, $\oplus EC2$ «темного» плюса, от которых питаются лампы сигнализации положения аппаратов, управляемых со щита управления. Нормально переключатель находится в положении «Отключено» и щит управления «темный». Дежурный, переводя переключатель в положение «Включено», подает питание на шинки $\oplus EC1$ и $\oplus EC2$, и зажигаются лампы, соответствую-

щие положению контролируемого аппарата. Этот переключатель устанавливается для увеличения срока службы сигнальных ламп, а также для сосредоточения внимания дежурного на аварийном отключении какого-либо аппарата, когда автоматически зажигаются лампы всего щита, а лампа аварийно отключившегося аппарата мигает.

Питание цепей управления каждого присоединения, управляемого со щита управления, производится от двух систем шинок управления через индивидуальный переключатель выбора системы шинок и автоматический выключатель защиты вторичных цепей. Такая система позволяет, во-первых, разделить питание взаиморезервирующих вторичных устройств (например, цепи управления двух независимых друг от друга электромагнитов отключения выключателей типа ВНВ 330—1150 кВ) между двумя системами шинок управления, а значит, и между двумя линиями питания со ЩПТ, т. е. увеличить надежность; и, во-вторых, легко производить переключения индивидуальных линий питания с одной системы шинок управления на другую при отыскании участка с поврежденной изоляцией.

Питание цепей автоматики и защиты, если они имеют индивидуальные защитные автоматические выключатели, производится аналогично. Питание отдельно стоящих релейных щитов со ЩПТ производится так же, как и щита управления на ОПУ.

От оперативных шинок ЩПТ производится также питание двумя линиями, резервирующими друг друга, устройств центральной сигнализации ОПУ. От общих шинок сигнализации на ОПУ через автоматические выключатели питаются общие цепи центральной сигнализации и участковые шинки сигнализации. Для питания разветвленных цепей оперативной блокировки разъединителей всех напряжений используется выпрямленный оперативный ток (шинки $\pm EB$).

ГЛАВА 9

ОБСЛУЖИВАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

9.1. ОБЪЕМ И ЗАДАЧИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ

Поддержание надлежащего технического состояния вторичных цепей имеет весьма важное значение для обеспечения нормальной и безаварийной работы электростанции и подстанции. В свою очередь оно в значительной мере зависит от того, насколько качественно и полноценно осуществляется техническое обслуживание (эксплуатация) вторичных цепей. В основном оно сводится к следующему:

периодическим осмотрам, направленным на выявление и устранение недостатков;

проведению проверок, ремонтов и испытаний, направленных на поддержание нормального технического состояния вторичных цепей и приведение эксплуатационных схем их работы в положение, соответствующее заданному режиму работы;

выполнению оперативных переключений и других операций во вторичных цепях (отключений при ремонтах и т. д.) в полном соответствии с производственными инструкциями и с учетом опыта эксплуатации;

систематическому наблюдению за показаниями измерительных сигнальных и других приборов и аппаратов, контролирующих вторичные цепи;

принятию необходимых мер по ликвидации происшедших нарушений во вторичных цепях при получении соответствующих звуковых, световых и других сигналов.

Эксплуатация всех вторичных цепей, как и вторичных устройств в целом, осуществляется местными службами релейной защиты, автоматики и электроизмерений (МСРЗАИ). В оперативном отношении вторичные устройства и их цепи находятся в ведении дежурного персонала, ответственного наряду с МСРЗАИ (с лабораторией) за правильную их эксплуатацию и работу.

Правильное и надежное функционирование вторичных устройств зависит не только от правильности выбранной схемы, аппаратуры, точности регулирования и других причин, но и от того, насколько хорошо, четко и своевременно будет их обслуживать дежурный персонал.

Важным элементом эксплуатации являются проверки и осмотры оборудования, в том числе вторичных цепей, плановые, послеаварийные и дополнительные, а также повседневные (текущие). Целью проверок и осмотров является определение соответствия эксплуатируемых электроустановок требованиям ПУЭ, Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) и Сборника ди-

ративных материалов, а также эксплуатационных и противоаварийных циркуляров Главтехуправления Минэнерго СССР.

9.2. НАДЗОР, ПРОВЕРКИ И ОСМОТРЫ, ПЕРИОДИЧНОСТЬ

В соответствии с ПТЭ и другими директивами и местными инструкциями осмотры электроустановок, в том числе вторичных устройств и их цепей, производятся по установленному графику (или эпизодически) и более учащенно в случаях, когда имеются сомнения в надежности отдельных элементов после выявленных недостатков и нарушений. Кроме того, периодичность упомянутых осмотров зависит от того, каким образом оперативно обслуживаются энергообъекты: с помощью постоянного дежурного персонала, оперативно-выездных бригад, дежурными на дому или эксплуатационными электромонтерами.

От способа обслуживания зависит также время, в течение которого персонал имеет возможность, получив сигнал, непосредственно или по каналам связи принять меры по локализации и ликвидации возникших нарушений.

В 1975 г. Минэнерго СССР введена **система технического обслуживания,** которая сводится к двум видам проверок: профилактическому восстановлению и профилактическому контролю вторичных устройств и их цепей. В задачу профилактического восстановления входят проведение ремонтов и замена изношенных элементов и отдельных частей, а в профилактический контроль — проверка их работоспособности.

В объем профилактического восстановления входят:

контроль состояния вторичных устройств, при необходимости частичная или полная разборка, замена или ремонт аппаратуры, ее частей и деталей, переключающих и других установочных изделий, проводников и пр.;

проверка заданных электромеханических характеристик;

проверка работоспособности устройства в целом по всему тракту, определяемому заданной схемой, путем подачи вторичных токов и напряжений, тока нагрузки и рабочего напряжения;

измерение сопротивления изоляции относительно земли и между электрически не связанными цепями, испытание изоляции повышенным напряжением и другие необходимые измерения и испытания, в которых возникла необходимость.

В нормальных условиях эксплуатации (нормальная температура и влажность, отсутствие агрессивной среды и существенных вибрационных воздействий, отсутствие источников повышенного запыления и т. д.) периодичность профилактического восстановления 6—8 лет.

В объем профилактического контроля включаются:

внешний осмотр цепей и аппаратуры без снятия кожухов;

внутренний осмотр выходных реле, проверка состояния и затяжки контактных соединений;

проверка работоспособности устройства в целом по всему тракту (определяемому схемой) подачей вторичных токов и напряжений (или перемыканием контактов) и током нагрузки и рабочим напряжением;

измерение сопротивления изоляции относительно земли и другие проверки и испытания, необходимость в которых возникла в процессе эксплуатации.

Профилактический контроль проводится в промежутке между двумя профилактическими восстановлениями.

Системой профилактических проверок также предусматривается проведение первого профилактического контроля через 10—15 мес после ввода объекта. Объем проверок вновь вводимых устройств с учетом пусконаладочных и других испытаний после монтажа (документально оформленные) может не предусматривать (если в этом не появилась необходимость) разборку и ремонт аппаратуры, испытания повышенным напряжением. При этом проверяются:

надежность крепления и отсутствие вибрации панелей всех щитов и установленной на них аппаратуры;

надежность подключения соединительных проводов к контактам, выводным зажимам реле, приборов и другой аппаратуры. В случае подключения проводов пайкой проверяется качество ее;

наличие и правильность установки зажимов и их соединительных мостиков, а также измерительных зажимов или испытательных блоков, накладок в цепях отключения и включения, сигнализации и измерения, токовых цепях и цепях напряжения;

наличие изолирующих (поливинилхлоридных) прокладок в местах крепления пучков проводов с задней стороны металлической панели, под проводами, проложенными непосредственно по панели, и под металлическими скобками для их крепления, а также изолирующих трубок на выводах из реле и другой аппаратуры на панелях и при входе в коробки перфорации;

наличие правильных и четких надписей у отключающих устройств (рубильников, кнопок, ключей и т. д.), реле, аппаратов и прибо-

ров, на всех устройствах вывода и ввода (накладках, испытательных блоках) защит и автоматики;

наличие разделительных полос между отдельными комплектами аппаратуры, смонтированными на общей панели, маркировки жил кабелей и проводов;

состояние открыто проложенных, в том числе в кабельных туннелях, контрольных кабелей, металлических конструкций (окраска огнестойкой краской), защитных оболочек, соединительных сухих муфт и разделок (неплотности в покрытии), воронок (щели и течи заливочной массы). Состояние контрольных кабелей, проложенных в каналах, как правило, проверяется одновременно с силовыми кабелями соответствующих присоединений;

состояние уплотнений мест прохода кабелей в щитовые и другие помещения и устройства;

герметичность уплотнений дверок, крышек и отверстий у шкафов приводов выключателей и разъединителей, рядов зажимов, автоматических выключателей, предохранителей и прочих устройств; качество окраски внутренних поверхностей шкафов;

состояние, чистота и отсутствие посторонних предметов на рядах зажимов, контактных соединениях.

Кроме указанного, уточняется техническая документация (например, исполнительные чертежи): проверяется соответствие ее проектным принципиально-монтажным схемам, наличие документов о согласовании отступлений от проектных схем. Документация должна строго соответствовать фактическому выполнению вторичных цепей, иметь четкие и ясные надписи, обозначения и принятую действующими нормами маркировку.

Следует уделять особое внимание созданию условий, способствующих надежной эксплуатации вторичных цепей и позволяющих обслуживающему персоналу с большей уверенностью и меньшей затратой труда выполнять без ошибок оперативные переключения, а также небольшие работы во вторичных цепях. Одним из таких условий является наличие на центральном (главном) щите управления:

а) таблиц размещения предохранителей, рубильников, переключателей, автоматических выключателей в оперативных цепях, цепях переменного напряжения, а также надписей у предохранителей и автоматических выключателей (наносятся в удобном для обозрения месте) с указанием их номинальных данных, отличающихся между собой цветом;

б) режимных карт оперативного состояния коммутационных переключающих устройств, прилагаемых к действующим оперативным схемам: накладок, испытательных блоков, рубильников (переключателей). Режимные карты должны быть составлены в соответствии со схемой первичных соединений и принятым режимом работы отдельных присоединений. На месте установки наносятся выполненные краской надписи, определяющие оперативное состояние аппарата, отличные по цвету метки положений (включено, отключено), принадлежность к тому или иному присоединению, наименование устройств, в цепях которых они установлены.

Например, в одной крупной энергосистеме принят порядок, согласно которому накладки, постоянно включенные и находящиеся в одном и том же положении, имеют яркие (белые или желтые) метки, которые в нормальном положении закрыты накладкой и не видны. При переводе накладки в другое положение метка становится видна обслуживающему персоналу при осмотрах, что вынуждает его проверить правильность положения накладки или вернуть ее в нормальное положение.

В сетях одной энергосистемы при КЗ линия электропередачи 110 кВ не отключалась, так как на ее защите накладка не была установлена (после проверочных работ) в положение «На отключение». При осмотрах персоналом это не было замечено. При наличии яркой метки (поскольку при работе линии накладка находилась в неправильном положении) персонал при обходах это заметил бы и перевел ее в положение «На отключение», закрыв тем самым цветную метку.

В некоторых энергосистемах применяются иные способы контроля переключающих устройств. С этой целью на накладках, испытательных блоках, переключателях, ключах и других устройствах навешиваются плакатики треугольной формы яркого цвета (желтого), напоминающие персоналу о нахождении этих устройств в ненормальном положении. В других энергосистемах принято, что эти плакатики означают нахождение накладок в нормальном положении.

Отсутствие каких-либо указателей, правильно ориентирующих оперативный персонал, приводит к неправильным действиям с коммутационными аппаратами, в частности с накладками, подобно следующему случаю. В электросетях 220 кВ оперативный персонал, получив указание диспетчера перевести накладку максимальной защиты на обходном выключателе 220 кВ из положения «На отключение» в нейтральное (указанная линия переводилась на обходной выключатель), из-за отсутствия соответствующих ориентиров эту операцию выполнил на другой накладке. В результате при переводе в связи с резким увеличением нагрузки линия отключилась, так как защита обходного выключателя, работав-

шего по временной схеме, имела значительно меньшую уставку по току.

Естественно, что возможны и другие способы, предотвращающие неправильные операции с накладками и другими переключающими устройствами. Здесь важно, чтобы принятые способы были эффективны и одинаковы не только в пределах данного энергообъекта, но и во всей энергосистеме.

Такая унификация напоминающих плакатов, меток особенно необходима в отношении энергообъектов, обслуживаемых выездными бригадами и в других подобных случаях (обслуживание с помощью взаимозаменяемого персонала и др.).

В деле совершенствования эксплуатации весьма важно проводить тщательный анализ необходимости переключающих устройств. Эффективность такого анализа может быть проиллюстрирована следующим простым примером. В одной южной энергосистеме обратили внимание на нецелесообразность установки накладки в цепи запрета АПВ трансформаторов при работе их защит от внутренних повреждений, поскольку согласно ПТЭ при отключении по этой причине трансформаторов (автотрансформаторов) обратное их включение может иметь место только после положительных результатов их осмотров и проверок. Практически указанной накладкой никогда не приходилось пользоваться, и поэтому она была демонтирована. Важной мерой в сокращении количества переключающих устройств является использование многопозиционных и многопакетных выключателей, испытательных блоков и тому подобных аппаратов (снабженных точными и ясными красочными или поиному выполненными указателями) для выполнения каждым из них ряда (группы) операций по изменению режима работы оборудования в заранее заданной последовательности.

Персоналу приходится обслуживать разнохарактерные агрегаты основного и вспомогательного оборудования (включая СН и т. д.), оснащенные различными устройствами управления, защиты, автоматики, сигнализации. В эксплуатации при отклонении оборудования от нормального режима работы оперативный персонал не всегда может правильно и своевременно сориентироваться в создавшейся обстановке. Невозможно в такие моменты обращаться к производственным инструкциям. В этих случаях лучше пользоваться режимными картами. В качестве примера может служить приведенная в табл. 9.1 режимная карта для персонала, обслуживающего конденсатный электронасос (КЭН) II ступени блока № 1 ТЭС, из которой видно, что:

при включении выключателя с БЩУ загорается красная лампа *HLR1*;

при отключении выключателя с БЩУ загорается зеленая лампа *HLG1*, при аварийном отключении насоса лампа горит мигающим светом (при этом на БЩУ гудит сирена);

при автоматическом отключении рабочего насоса (например, при работе АВР), снижении давления лампа горит мигающим светом, на БЩУ гудит сирена, загорается табло на панели 4 БЩУ, сигнализирующее о работе АВР насосов, на той же панели срабатывает указательное реле, которое может быть сквитировано персоналом только после выяснения причины работы АВР и принятия необходимых мер, а в шкафу КРУ 6 кВ, от которого питается конденсатный насос, сигнальная лампа погаснет только после принятия мер и возвращения указательного реле в первоначальное положение (квитирование).

Из карты видно, что на БЩУ звонит звонок и зажигаются на панели *4* световое табло вызова дежурного персонала в КРУ 6 кВ, а в одном из его шкафов появляется сигнал «Обрыв цепей управления», и зажигается лампа «Указательное реле не поднято» при отключении автоматических выключателей и при потере оперативного постоянного тока в КРУ. Сигнал вызова персонала в КРУ подается на БЩУ также в случае работы релейной защиты конденсатного насоса. В таком же виде из карты можно определить, в каких других случаях происходит зажигание (мигание) сигнальной лампы *HLG1* и когда (в связи с нарушениями нормальной работы конденсатного насоса) работает сигнализация на БЩУ и в КРУ.

В практике эксплуатации применяются некоторые достаточно простые средства, способствующие предотвращению неправильных действий обслуживающего персонала при производстве оперативных переключений или изменениях во вторичных цепях.

1. Обозначение на панелях границ размещения различных комплектов устройств защиты и автоматики. Если на одной панели размещаются комплекты различных устройств защиты и автоматики или аппаратура управления разных выключателей и других коммутационных аппаратов хотя бы одного и того же присоединения, то в этом случае весьма полезно их границы обозначить ясно выраженными разграничительными полосами, выполненными масляной краской, или другим способом. Тем более это необходимо для устройств, относящихся к разным присоединениям и размещенных на одной панели.

2. Применение измерительных и разъединительных зажимов (отличающихся своей формой и иногда окраской) в токовых цепях, цепях напряжения, оперативного тока (плюс и минус, отключения и включения выключате-

Таблица 9.1. **Режимная карта работы сигнальных устройств конденсатного насоса**[1]

Название работающих сигнальных устройств	Операция											
	Управление					АВР			Защита			
	включение выключателя с БЩУ	отключение выключателя с БЩУ	аварийное отключение на месте	отключение оперативного тока (шкаф КРУ)	отключение в цепи электромагнита включения (шкаф КРУ)	отключение рабочего насоса	снижение давления	разомкнут контакт манометра при работе насоса	отключение автоматического выключателя общих цепей АВР	отсечка *KA1* (*KA2*), $I_{уст}$ = = 4,4 А	защита минимального напряжения	
Сигнализация на БЩУ												
Загорается:												
красная лампа *HLR1*	+											
зеленая лампа *HLG1*		+	(+)			(+)	(+)				(+)	(+)
Сирена			+			+	+				+	+
Звонок				+	+			+	+			
Панель 4 БЩУ, табло *HLA10* (*HLA11*) «Вызов на секцию IКРУ»				+	+							
						+	+					
Панель 4 БЩУ, табло «АВР насосов турбины»								+				
Панель 4 БЩУ, табло «Неисправность АВР КЭН»									+			
Автоматика блока, панель 10 БЩУ, табло «Питание центральной сигнализации»												
Сигнализация в шкафу КРУ 6 кВ												
Указательные реле:												
KH1 «АВР КЭН»						+	+					
KH2 «Защита»											+	+
KH3 «АВР»						+	+					
KH4 «Обрыв цепи управления»				+	+							
Лампа «Указатель не поднят»				+	+	+	+				+	+

[1] + — лампа горит ровным светом; (+) — лампа горит мигающим светом.

лей, выходных цепях защиты и автоматики), в цепях сигнализации.

Зажимы цепей отключения и включения (также отличающихся от других своей окраской) отделяются от остальных свободными зажимами или дополнительной изолирующей прокладкой, рядом с ними не ставится зажим цепи «плюс». Вообще желательно ряды зажимов ответственных цепей в зависимости от их назначения разделять с помощью свободных зажимов.

Как известно, схемы дифференциальной защиты шин и УРОВ в большинстве случаев выполняются с фиксированным распределением присоединений. В эксплуатации иногда возникает необходимость изменения фиксации присоединений. На этот случай в рядах зажимов оперативного постоянного тока и дифференциальной защиты шин и УРОВ также предусматриваются свободные зажимы.

3. Выполнение ответвлений от шинок (оперативного тока, переменного напряжения) таким образом, чтобы способы их крепления и принятые габариты обеспечивали возможность их отсоединения и подключения без снятия напряжения и разрыва основной цепи.

Надзор, проверки и осмотры дежурным персоналом, их объемы и содержание регламентируются действующими правилами и инструкциями. Обычно они производятся в следующем порядке: сменные дежурные — при приемке-сдаче смены, дежурные на дому — ежедневно, эксплуатационные электромонтеры — 1 раз в 2—3 дня, оперативно-выездные бригады — 1 раз в 4—7 дней.

При приемке-сдаче смены и проверках по графику проверяется, что:

все исправные устройства, которые должны быть в работе, включены, а неисправные отключены;

подано напряжение от соответствующих ТН, а на цепи включения и отключения — оперативный ток;

все сигнальные флажки указательных реле подняты, сигнальные лампы ввернуты и исправны;

переключатели выбора системы шинок сигнализации и управления включены в соответствии с инструкцией;

все измерительные и другие приборы и аппараты, контролирующие токовые цепи, цепи напряжения, изоляцию цепей оперативного тока, ток небаланса (по сравнению с допустимым значением), и другие приборы, определяющие исправность вторичных цепей, включены и работают правильно;

не имеется несквитированных сигналов о неисправности вторичных устройств и их цепей;

перегоревшие во время смены предохранители во вторичных цепях, цепях электроавтоматики и управления заменены калиброванными вставками по утвержденной таблице номинальных вставок и в столе дежурного имеется достаточный их запас;

положение испытательных блоков; индивидуальных и групповых накладок (отключающих устройств), переключателей, рубильников, автоматических выключателей, пакетных выключателей и другой коммутационной аппаратуры во вторичных цепях соответствует оперативной (режимной) схеме работы данного присоединения и энергообъекта (электростанции, подстанции) в целом;

зарядная кассета автоматического осциллографа заряжена лентой, а регистрирующие приборы — рулонами бумаги;

чемодан (или ящик) с комплектом инструмента имеется в наличии, а инструмент — в исправности.

Важным мероприятием является проведение работ по поддержанию чистоты вторичных устройств и их цепей. Эти работы выполняются, как правило, дежурным персоналом по графику. Периодичность очистки устройств, зажимов и других элементов вторичных цепей определяется местными условиями.

Дежурный персонал также выполняет проверку наличия плакатов и надписей на панелях вторичных устройств, таблиц положения переключающих устройств, режимных карт и производит оперативные переключения накладок и испытательных блоков в цепях защиты и автоматики, связанные с изменением схем первичных соединений (в соответствии с производственными инструкциями).

На крупных энергообъектах персонал не в состоянии обойти в свою смену все помещения и осмотреть все электрооборудование. Поэтому каждой смене поручается в нормальных условиях осматривать только какую-либо определенную часть установок и оборудования (ЗРУ 10,5 кВ, ОРУ, релейный щит и т. д.) с какой-то установленной периодичностью (1 раз в 2—4 дня и т. д.). Естественно, что наибольшие возможности для таких осмотров имеются

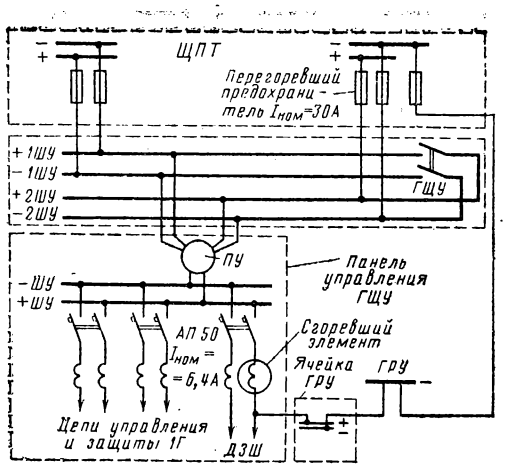


Рис. 9.1. Схема цепей оперативного тока при их повреждении в шкафу КРУ

в местах постоянного пребывания дежурного персонала (ЦЩУ, ГЩУ, БЩУ, ОПУ).

При проверках и осмотрах дежурный или другой обслуживающий персонал одновременно знакомится с предыдущими записями в журнале щита управления.

Во время дежурства с помощью автоматических устройств и визуально осуществляется контроль по щитовым вольтметрам за уровнем напряжения на шинах щита постоянного тока. При понижении, повышении напряжения или исчезновении постоянного тока немедленно принимаются меры к восстановлению нормального положения.

Отсутствие оперативного тока может приводить к серьезным последствиям. Так, например, на одной ТЭЦ из-за происшедшей большой аварии в первичных цепях ГРУ 6 кВ (повреждение сдвоенного реактора) и других за этим последовавших тяжелых нарушений был разрушен в результате пожара шкаф КРУ КХП-М и повреждено другое оборудование. Вследствие этого произошло КЗ в цепях постоянного тока в одной из ячеек ГРУ. Автоматический выключатель АП50 (рис. 9.1) не отключился из-за недостаточного тока КЗ, поскольку перекрытие в оперативных цепях постоянного тока происходило через значительное переходное сопротивление. Продолжительное обтекание повышенным током привело к сгоранию элемента отсечки автоматического выключателя, что в свою очередь вызвало сгорание предохранителя и обесточивание второй секции шинок управления *±2ШУ*. Дифференциальная защита шин *ДЗШ*, оперативные цепи управления и защиты турбогенератора *1Г* и других присоединений остались без оперативного тока, была потеряна связь с энергосистемой и т. д.

На энергообъектах с переменным оперативным током контролируется наличие напряже-

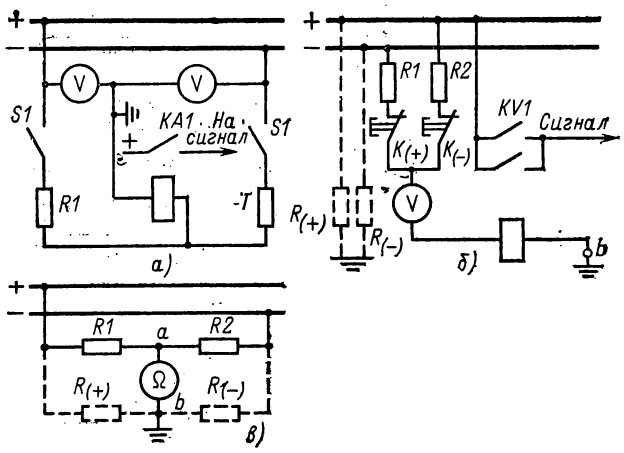


Рис. 9.2. Контроль изоляции в сети постоянного оперативного тока:

а — схема двух вольтметров; *б* — схема непрерывного автоматического контроля; *в* — схема, поясняющая принцип действия

ния, подаваемого от трансформатора СН. При наличии двух таких трансформаторов с автоматическим переключением питания вторичных цепей защиты управления и сигнализации, в работе должны быть оба трансформатора; отключение любого из них возможно только по оформленной руководством заявке.

На электростанциях и подстанциях не реже 1 раза в смену, а на подстанциях без обслуживающего персонала не реже 1 раза в 7—10 сут. проверяется с помощью двух вольтметров состояние изоляции постоянного тока (рис. 9.2, *а*).

Нормально оба вольтметра показывают в сети 220 В по 110 В, в сети 110 В по 55 В. В случае снижения сопротивления изоляции на одном из полюсов показания вольтметров будут различными. При включенных рубильниках *S1* при резком ухудшении изоляции сработает реле *KA1*, которое подаст сигнал.

Возможно применение схемы с одним вольтметром, при этом состояние изоляции шинки «+» и шинки «—» контролируется попеременно при помощи переключателя.

Применяется также непрерывный автоматический контроль состояния изоляции, схема такого устройства показана на рис. 9.2, *б* и *в*. Устройство состоит из двух равных сопротивлений *R1* и *R2*, двустороннего отградуированного в килоомах магнитоэлектрического микроамперметра, по показаниям которого персонал может судить о состоянии изоляции. Сопротивления *R1* и *R2* и сопротивления $R_{(+)}$ и $R_{(-)}$ образуют схему мостика, в диагональ которого между точками *а* и *b* включены прибор и реле.

Нормально $R_{(+)}$ равно $R_{(-)}$, напряжение между точками мостика *а* и *b* равно нулю, ток через прибор не проходит, т. е. сопротивления изоляции полюсов относительно земли одинаковы. При нарушении этого равенства, т. е. при понижении изоляции одного из полюсов, ток пройдет через прибор, соответственно его стрелка отклонится в ту или иную сторону, сработает реле.

Понижение изоляции каждого из полюсов определяется поочередным нажатием кнопок $K_{(+)}$ и $K_{(-)}$.

Эквивалентное сопротивление обоих полюсов относительно земли должно быть не менее 0,1 МОм для всей системы постоянного тока одного источника (аккумуляторная батарея, блок питания и др.). При наличии автоматического контроля изоляции следует учитывать, что он действует при снижении изоляции на одном из полюсов до 15—20 кОм, а при симметричном снижении изоляции на обоих полюсах схема не работает.

При появлении сигнала о заземлении в сети постоянного оперативного тока дежурный персонал немедленно принимает меры по отысканию места нарушения изоляции и его устранению, привлекая в необходимых случаях персонал службы РЗАИ, электролаборатории, электроцеха и др.

При появлении сигнала «Земля» на оперативном постоянном токе квитируют звуковой сигнал, определяют по прибору контроля изоляции, на каком полюсе произошло заземление, прекращают все работы в цепях постоянного тока и сообщают об этом диспетчеру энергосистемы или электросетей, а также начальнику, инженеру участка сети в МСРЗАИ.

После получения разрешения диспетчера приступают к отысканию заземления поочередным кратковременным отключением от шин постоянного тока различных присоединений, кольцевые цепи отключают от источника питания с двух сторон. При этом оперируют предохранителями или автоматическими выключателями, установленными на ЩПТ.

После определения поврежденного участка переходят к отключению отдельных цепей, начиная с менее важных и кончая более важными, например: аварийное освещение, аварийное питание ВЧ постов и телемеханики, питание электромагнитов включения выключателей присоединений всех напряжений, центральная сигнализация, осциллографы, управление присоединениями всех напряжений, релейная защита присоединений всех напряжений, аккумуляторная батарея с предварительным включением зарядного агрегата. Затем отделяют заземленное присоединение от сети постоянного тока во избежание КЗ в сети постоянного тока, двойных замыканий на землю и обходных цепей, а если это невозможно из-за нарушения питания цепей защиты и автоматики оборудования высокого напряжения, то реко-

мендуется отключить это оборудование и после этого отделить заземленный участок и устранить повреждение.

Кроме изложенного выше, дежурный персонал при периодических проверках и осмотрах проверяет по сигнальным лампам и другим показателям исправность цепей отключения и включения выключателей, АПВ и АВР.

О всех отклонениях от нормального режима работы, выявленных повреждениях и других неполадках сообщается диспетчеру или другому лицу, в оперативном управлении или в ведении которого находится данное устройство, а также делается запись в журнале щита управления.

Дежурный персонал устраняет собственными силами выявленные дефекты во вторичных цепях в соответствии с местными инструкциями и с разрешения вышестоящего руководства (в основном мелкие работы: замену предохранителей, поджатие контактов и т. п.), а в необходимых случаях вызывает персонал РЗАИ, электроцеха и других служб, если это выходит за пределы его функций и возможностей.

Следует еще раз подчеркнуть особую важность проверок и своевременного устранения замеченных недостатков дежурным и персоналом РЗАИ во вторичных устройствах. Недооценка казалось бы, мелочей приводит иногда к серьезным авариям.

Ниже приведен ряд примеров.

1. Из-за зарядки предохранителя в цепи электромагнита включения выключателя резервного ввода питания некалиброванной вставкой произошли ее перегорание и отказ АВР. Повреждение контрольного кабеля и нарушение вспомогательных контактов выключателя привели к потере постоянного оперативного тока и питания СН ТЭЦ и к другим последствиям.

2. В результате небрежного монтажа сборных неизолированных шинок цепей дифференциальной защиты шин 6 кВ, проложенных в поливинилхлоридной трубке, имевшей трещину, произошло замыкание шинок через винт их крепления к панели, что привело к аварии.

3. При включении масляного выключателя от АПВ не произошло переключения КСА. В результате электромагнит включения долгое время обтекался током, что вызвало его загорание и КЗ в силовых цепях постоянного тока. Из-за неселективности предохранителей отключился автоматический выключатель батареи и произошла потеря оперативного тока на электростанции.

4. Неправильно сработала дифференциально-фазная защита ДФЗ-501 ВЛ 500 кВ из-за скрытого при монтаже повреждения поливинилхлоридной оболочки контрольного кабеля и изоляции жилы фазы *С* токовых цепей (под хомутом крепления кабеля к металлической стойке коробки зажимов на ОРУ 500 кВ).

5. Из-за попадания влаги на сборку зажимов счетчика (не был довернут винт крепления закрывающей коробки) произошло замыкание токовых цепей и цепей напряжения. В результате — нагревание и разрушение ТН и отключение силового трансформатора.

6. На электростанции произошло отключение двух турбогенераторов из-за КЗ между двумя жилами контрольного кабеля при их повреждении об острую кромку боковины панели в месте крепления жгута к перфорации.

7. При КЗ в электросетях не сработала направленная защита линии от КЗ на землю электропередачи 110 кВ. Отказ произошел из-за того, что цепь обмотки реле направления мощности была разорвана на контактах реле-повторителя положения разъединителя. Причиной нарушения цепи явилось неустраненное загрязнение контактов реле-повторителя.

8. На одной из сибирских ГЭС были использованы для защиты резервные жилы контрольного кабеля. При монтажно-наладочных работах на них не было сделано обозначений. При присоединении к аппаратуре часть этих жил ошибочно была подключена с одного конца к цепям защиты генератора, а с другого — к цепям защиты трансформатора. В результате при случившемся нарушении в трансформаторе отключился генератор и сработала его автоматика пожаротушения. Неправильно выполненные обозначения выводов газового реле привели к ложному отключению трансформатора при замыкании сигнального контакта реле. И в следующих случаях защитой также ложно отключались трансформаторы: в первом случае — из-за того, что были перепутаны надписи на переключающей накладке, а во втором случае — по причине того, что оперативный персонал на время профилактических работ в маслосистеме работающего трансформатора ошибочно вывел цепь сигнализации, а не цепь на отключение.

9. При снятии крышки испытательного блока ВЛ 500 кВ из-за попадания под его рабочую пластину откоповшегося кусочка карболита произошел разрыв токовой цепи одной из фаз и, как следствие, ложное срабатывание защиты и отключение ВЛ, что привело к системной аварии.

10. На крупной ГРЭС, имеющей системное значение, при отключении и снятии мегаваттметра на панели БЩУ персоналом были разомкнуты токовые цепи, в результате произошло перекрытие на сборке зажимов, загорание проводов в ряде мест токовых цепей и отключение блока дифференциальной защитой. Проверка показала, что персонал (электромонтер из электролаборатории и дежурный) не знал об опасности размыкания токовых цепей на работающем блоке.

11. Нередко наблюдаются нарушения изоляции и повреждения контрольных кабелей грызунами, что приводило к отключению ряда присоединений, в том числе ВЛ 500 кВ; у проложенных в кабельных каналах, в асбоцементных трубах (но не имевших торцевых заделов) контрольных кабелей изоляции токовых цепей была объедена грызунами до меди.

12. Нарушению изоляции во вторичных цепях способствует непосредственное расположение рядом зажимов (на ОРУ, на панелях в рядах зажимов) цепи «+» оперативного тока и цепи передачи сигнала на выходное реле. Как показал опыт, из-за перемыкания (по причине попадания влаги, пыли, посторонних предметов и т. д.) этих зажимов происходило излишнее отключение защитой отдельных присоединений, трансформаторов и другого оборудования. Установка между ними резервных зажимов предотвращает такие нарушения.

Систематически следует проверять при плановых и других проверках состояние разъемных и других контактных соединений (шпилек, винтов, штекеров и т. д.), наличие обрывов проводов и жил контрольных кабелей при строительно-монтажных и реконструктивных работах. Опыт эксплуатации показывает, что по этим причинам имеет место значительное число отказов устройств релейной защиты и автоматики. Характер такого рода нарушений можно усмотреть из следующих примеров: плохие контакты у реле времени РВМ-12 и РВМ-13, в разъемных съемных модулях дифференциально-токовых реле ДЗТ-21, и ДЗТ-23, частые повреждения проводников в местах прохода через отверстия перфораций панелей и пультов, а также в местах, где при разделке концов жил кабелей и проводов подрезалась их изоляция и где жгуты проводников подвергались многократным изгибам. На одной из ГРЭС Донбассэнерго сделанный при разделке концов контрольного кабеля надрез

жилы привел к возникновению дуги и пережогу соседнего провода, перекрытию других контактов и к отключению блока. Следует обращать внимание на целость головок латунных винтов в рядах зажимов, поломки (обрывы) которых все еще наблюдаются.

Другая группа нарушений связана с чрезмерно близким расположением проводов к значительно нагревающимся в работе устройствам и аппаратуре. Так, например, излишне сработала защита генератора вследствие повреждения вторичных цепей трансформатора напряжения из-за перегрева контрольного кабеля, проложенного близко к шинопроводу генератора. В другом случае после отключения автоматическим выключателем цепей питания оперативным током защит блока диспетчером было дано указание об отключении этого блока. Оказалось, что произошло замыкание между проводами «+» и «—» защит блока, расположенными на расстоянии 2—3 мм от резисторов ПЭВ25, нагревающихся в нормальном режиме до температуры выше 100 °С.

Все перечисленные причины аварий и других нарушений при проведении систематической и тщательной проверки дежурным и другим персоналом могли быть своевременно выявлены и устранены.

Организация ремонтных работ. Разрешение на производство работы на находящихся в эксплуатации устройствах релейной защиты и электроавтоматики дается по предварительной заявке диспетчером или лицом, в управлении или ведении которого находятся данные устройства.

Указанные работы могут производиться только персоналом РЗАИ, допущенным к самостоятельной работе на этих устройствах, по утвержденному начальником РЗАИ списку, находящемуся у дежурного инженера электростанции или у диспетчера сети. В необходимых случаях в список могут быть включены работники специализированных организаций.

В отдельных случаях составляются рабочие программы работ: испытания вторичных цепей повышенным напряжением; пусковые испытания при вводе новых устройств; проверка релейной защиты, автоматики, устройств измерения, сигнализации и т. п.

Дежурный по предъявлении допуска ответственным исполнителем работ службы РЗАИ или лаборатории проверяет работающих по утвержденному списку; выясняет, не требуются ли дополнительные условия и ограничения сверх предусмотренных в заявке и программе, выполняет необходимые мероприятия по подготовке устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерения и вторичных их цепей для производства работ, отключает питание (ключами, рубильниками, переключателями, автоматическими выключателями, накладками, соединительными мостиками на зажимах и др.). При испытаниях персонал РЗАИ подготавливает специальный щиток с рубильниками и предохранителями для питания испытательных схем от действующих цепей переменного и постоянного токов (если их нет в испытательных устройствах); выполняет необходимые мероприятия по технике безопасности.

После окончания работ ответственный исполнитель делает запись в журнале о проведенной работе и готовности к включению в работу отключенного оборудования.

Дежурный и другой персонал электроцеха и РЗАИ после ознакомления с указанной записью ответственного исполнителя работ тщательно осматривает состояние сдаваемых устройств во всех местах, где они производились, при этом обращает внимание на качество и состояние монтажа, отсутствие отсоединенных и неизолированных проводов; состояние рядов зажимов и их соединительных мостиков; положение флажков сигнальных реле и других указателей, отключающих устройств (накладок), ключей, переключателей, рубильников, кнопок и т. п.; исправность сигнальных ламп и соответствие их состояния режиму работы; исправность ВЧ каналов путем обмена ВЧ импульсами с соответствующими подстанциями и др.

Дежурный делает запись об окончании выполненных работ в журнале дежурного на щите управления.

Наряду с надзором, участием в осмотрах, проверках и испытаниях оперативному и другому обслуживающему персоналу приходится осуществлять во вторичных цепях переключения и другие операции для приведения их соединений в положение, соответствующее принятой схеме работы силового оборудования, его защиты, автоматики, сигнализации, измерений и т. п. Во всех указанных работах необходимо учитывать накопленный опыт эксплуатации. Ниже с этой целью рассмотрены и кратко описаны некоторые характерные случаи переключений и различных нарушений во вторичных цепях на электростанциях и подстанциях.

9.3. ХАРАКТЕРНЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ И НАРУШЕНИЯ, ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

На подстанции 330 кВ при рассмотрении осциллограммы токовых цепей линии было замечено отсутствие на ленте записи тока в фазе *В*, ТТ, к которому были подключены дистанционная защита, защита от замыканий на землю и устройство однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ).

Полагая, что запись тока в фазе *В* отсутствует из-за неисправности цепи вибратора осциллографа, работник МСРЗАИ, отыскивая в нем неисправность, неосторожно замкнул неизолированной частью отвертки цепи напряжения, что вызвало отключение автоматического выключателя ТН и вслед за этим действие дистанционной защиты, отключившей линию 330 кВ. В действительности же обрыв, который явился результатом плохого контакта, был в месте подключения провода фазы *В* к шпильке промежуточного трансформатора ОАПВ.

Подобный же случай произошел при доливке дежурным чернил в регистрирующий ваттметр генератора, включенный во вторичные цепи промежуточных ТТ

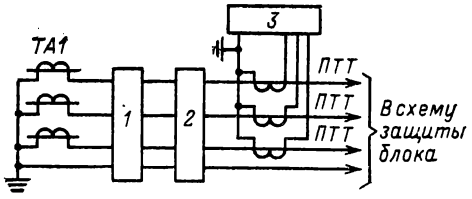


Рис. 9.3. Схема токовых цепей генератора 300 МВт:
1 — KAZ1; 2 — KAZ2; 3 — измерительные приборы

(ПТТ). Выемная часть этого прибора из-за отсутствия фиксирующих устройств не была установлена точно в рабочее положение. Это привело к тому, что у одной фазы вторичная обмотка промежуточного трансформатора тока, к которому был подключен ваттметр, оказалась разомкнутой. При нагрузке генератора $(0{,}6 \div 0{,}8)I_{ном}$ напряжение на первичной стороне промежуточного ТТ (с разомкнутой вторичной обмоткой) увеличилось. Это привело к тому, что вследствие имевшегося заводского дефекта произошли пробой обмотки реле *KAZ1* (*1* рис. 9.3), перераспределение токов в цепях защиты и возникла несимметрия токов в реле *KAZ2* (*2*). Защита от токов обратной последовательности излишне сработала и отключился трубоагрегат 300 МВт.

В сетях 110 кВ при падении разрядника произошло КЗ на одной из систем шин. При этом правильно сработала дифференциальная защита, но ею отключены были не все присоединения. Это явилось результатом того, что в свое время при переводе присоединений с одной системы шин на другую во вторичных цепях одной из линий электропередачи не были произведены соответствующие переключения. В результате сработали другие защиты, отключившие прилегавший участок сети.

Неправильные случаи работы защиты имеют место из-за ошибочных действий с испытательными блоками (БИ) при переводе линий с одной системы шин на другую, при выводе в ремонт выключателя линии и его замене обходным (конструкцию и принцип действия БИ — см. гл. 6). Прежде всего это относится к случаям, когда производятся неправильные операции с крышками испытательных блоков. Так, например, на одной из подстанции 220 кВ был выведен в ремонт секционный выключатель, а вместо него установлена ремонтная перемычка. При объединении с помощью испытательных блоков дифференциальных защит обеих секций наладчиками в свое время была изменена по сравнению с проектной полярность вторичных токовых цепей. Оперативный персонал, не проверив правильность сборки по миллиамперметру, установленному в схеме дифференциальной защиты, включил схемы в работу. При значительном увеличении нагрузки на одной из отходящих линий ложно сработала дифференциальная защита и отключила все присоединения обеих секций.

На блочной ГРЭС производился вывод в ремонт выключателя линии 330 кВ. Для отсоединения его токовых цепей персонал начал снимать крышку БИ. Защита отключила упомянутую линию. Действие быстродействующего АПВ оказалось неуспешным, так как в этот момент еще не сняли крышку испытательного блока. Было установлено, что при небрежном снятии рабочей крышки (медленное снятие, резкое выдергивание и т. д.) неодновременно происходят разрыв по фазам и закорачивание токовых цепей. При этом возникает несимметрия токов и в нормальном рабочем режиме срабатывает защита ДФЗ-402.

В подобных случаях, когда возможна излишняя работа защиты из-за несимметрии токов в рабочем режиме (в схемах с двумя выключателями на присоединение, при питании защит от нескольких ТТ), операции с БИ желательно проводить с предварительным переводом соответствующих защит на сигнал.

Приведенные примеры показывают, с одной стороны, удобство применения испытательных блоков, а с другой — насколько важно, чтобы подключение вторичных цепей к испытательным блокам строго соответствовало режиму работы первичной схемы и производилось квалифицированным персоналом.

В гл. 2 приведена принципиальная схема, позволяющая использовать испытательные блоки для создания необходимого режима.

Для иллюстрации этого на рис. 9.4 и 9.5 приводятся следующие примеры из «Руководящих указаний по релейной защите».

Применительно к схеме на рис. 9.4, *а* ниже показан порядок проведения операций с испытательными блоками при замене выключателя *Q1* обходным выключателем *QB1*.

Для схемы дифференциально-фазной ВЧ защиты линии электропередачи (9.4, *б*) предусмотрен следующий порядок проведения операций по переводу токовых цепей:

1) снимается испытательная крышка с испытательного блока *SG10*, тем самым он подготавливается для операции присоединения токовых цепей выключателя *QB1* к дифференциально-фазной защите линии *W1*;

2) снимается рабочая крышка с испытательного блока *SG1*;

3) вставляется испытательная крышка в испытательный блок *SG1*, тем самым промежуточные трансформаторы тока перестают быть закороченными этим блоком. Но они пока закорочены перемыкающимися контактами *2, 4, 6, 8* испытательного блока *SG10* линии *W1*;

4) вставляется рабочая крышка в испытательный блок *SG10*, тем самым токовые цепи ТАЗ выключателя *QB1* подключаются к защите линии *W1*;

5) снимается рабочая крышка с испытательного блока *SG6*, тем самым защита линии *W1* переводится с линейного выключателя *Q1* на обходной выключатель *QB1*;

6) вставляется холостая крышка в испытательный блок *SG6* линии для защиты его от прикосновения человека, пыли и грязи.

Испытательные блоки *W2—SG6* и *W2—SG10* служат для замены выключателя *Q2* обходным *QB1*.

Для схемы поперечной дифференциальной направленной защиты параллельных линий 110—220 кВ предусмотрен следующий порядок проведения операций с испытательными блоками в токовых цепях (рис. 9.5, *а*) и в цепях напряжения (рис. 9.5, *б*) при замене линейного выключателя *Q1* (*Q2*) обходным выключателем (см. рис. 9.4, *а*):

1) снимается испытательная крышка с испытательного блока *SG3* (*SG4*), который подготавливается для проведения последующих операций (трансформаторы тока *ТА3* обход-

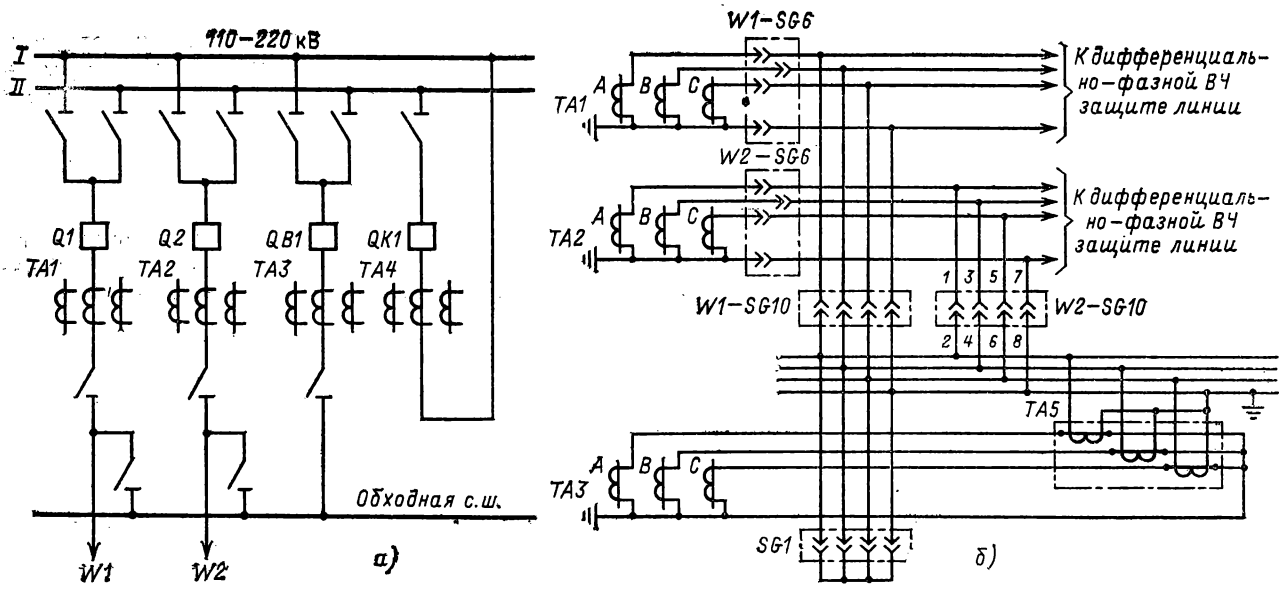


Рис. 9.4. Порядок производства операций с испытательными блоками в схеме дифференциально-фазной ВЧ защиты линии:

а — поясняющая схема; *б* — схема переключения вторичных токовых цепей при замене выключателей линий *W1* и *W2* обходным выключателем

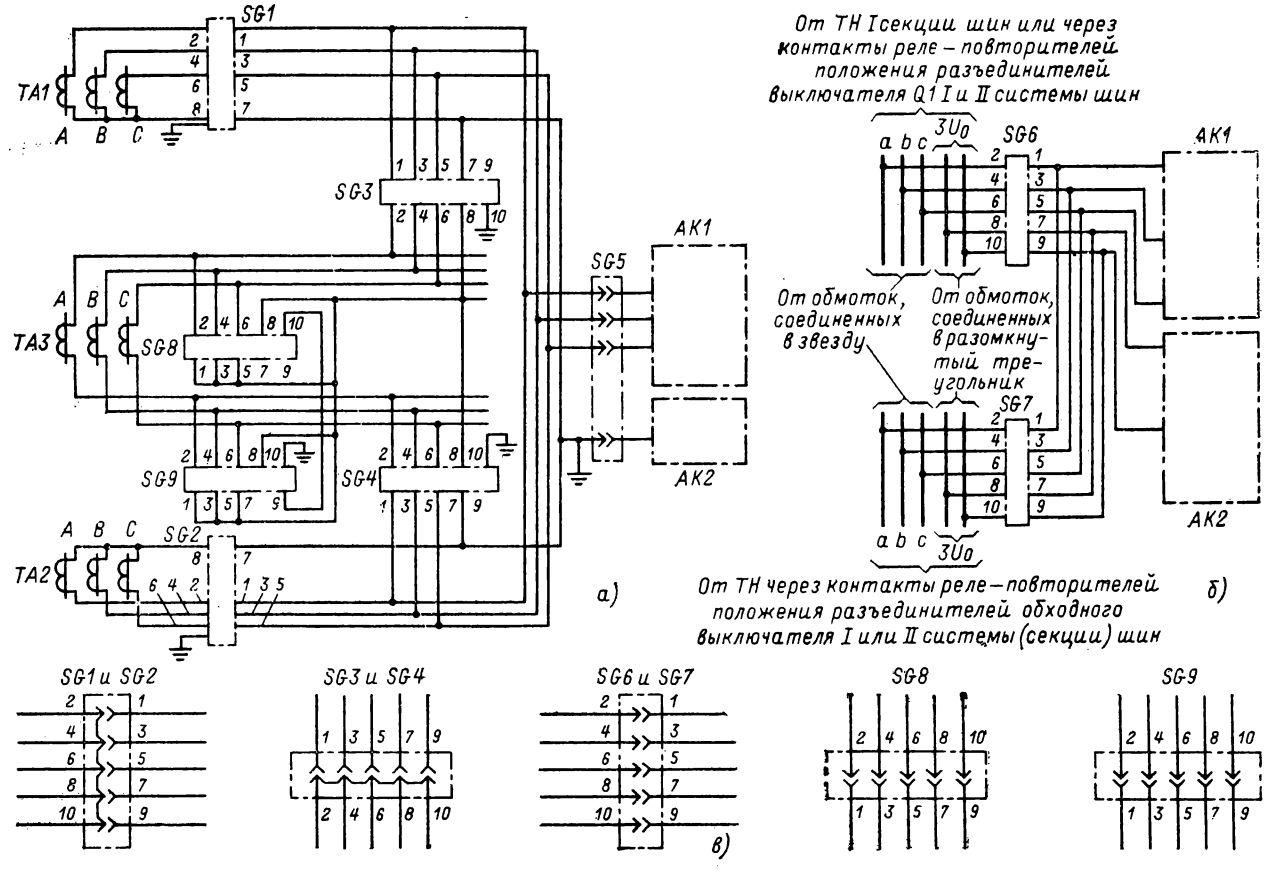


Рис. 9.5. Порядок произведения операций с испытательными блоками в схеме поперечной дифференциальной защиты параллельных линий 110—220 кВ:

а — операции с испытательными блоками в токовых цепях; *б* — операции с испытательными блоками в цепях напряжения; *в* — положение контактов испытательных блоков при снятой крышке; *AK1* и *AK2* — комплекты защиты

ного выключателя закорачиваются входными контактами *2, 4, 6, 8* этого блока);

2) снимается рабочая крышка с испытательного блока *SG8* (*SG9*);

3) вставляется испытательная крышка в испытательный блок *SG8* (*SG9*), тем самым трансформаторы тока *TA3* перестают быть закороченными этим блоком;

4) вставляется рабочая крышка в испытательный блок *SG3* (*SG4*), тем самым обе защиты *AK1* и *AK2* подключаются и к токовым цепям обходного выключателя;

5) снимается рабочая крышка с испытательного блока *SG1* (*SG2*), тем самым закорачиваются токовые цепи линии *W1* (*W2*);

6) вставляется холостая крышка в блок *SG1* (*SG2*) линии;

7) при замене обходным выключателя *Q1* производится взаимная замена рабочих и холостых крышек испытательных блоков *SG6* и *SG7* в цепях напряжения обеих защит (рис. 9.5, *б*).

Кроме того, другими испытательными блоками производятся соответствующие переключения в цепях постоянного тока, в цепях УРОВ.

Во избежание ошибок испытательные блоки должны иметь четкие надписи (наименования, необходимые предупредительные указания и др.), окрашиваться в отличительные цвета, а в некоторых случаях (где это позволяет схема) следует использовать общие крышки (рабочая и холостая) при переводе, например, защиты с выключателя линии на обходной.

Надежным руководством для персонала могут служить наглядные таблицы или режимные карты с подробным указанием положения всех переключающих устройств (испытательных блоков, накладок, рубильников и т. д.) в различных режимах работы электрического оборудования электростанций и подстанций (рис. 9.6).

На режимных картах зачерненной полоской отображается рабочее положении накладки для данного режима работы. Для линии 500 кВ на панели и соответствующей режимной карте в зависимости от местных условий могут применяться следующие надписи (взяты в кавычки):

«отключение с ОАПВ», «отключение без ОАПВ», «сигнал»; «работа защиты на отключение», «сигнал», «отключение с ОАПВ».

При изменении режима работы, приемке-сдаче смены и в других ситуациях дежурный или другой оперативный персонал должен проверить, чтобы действительное положение накладок и переключателей строго соответствовало режимной карте.

Оперативному персоналу разрешается производить операции в токовых цепях с помощью испытательных блоков в РУ напряжением до 220 кВ включительно, если операции связаны с подключением присоединений через обходной или шиносоединительный выключатель при выводе в ремонт их выключателей. В отдельных случаях разрешается также производить эти операции и при выводе выключателей из ремонта, хотя более целесообразно поручать это персоналу службы РЗАИ, так как в этом случае вероятность ошибочных операций значительно снижается.

Операции в токовых цепях дифференциальной защиты шин и УРОВ, как и аналогичные в схемах защит, например изменение распределения присоединений по системам шин; проведение операций в РУ 330 кВ и выше; выполнение операций без испытательных блоков, но с помощью испытательных зажимов выполняются, как правило, персоналом службы РЗАИ, но с привлечением оперативного персонала. Приведенные выше примеры показывают, какое важное значение имеют испытательные блоки и насколько ответственны действия обслуживающего персонала при операциях с ними.

Очень серьезные последствия влекут за собой случаи обрыва токовых цепей. Поэтому оперативному персоналу важно иметь средства контроля целостности разветвленных вторичных цепей дифференциальной защиты. Этому служит, например, оснащение токовых цепей дифференциальных защит средствами периодического и постоянного контроля их исправности. Периодический контроль осуществляется при помощи миллиамперметра *PA1* (см. рис. 2.5), который включен в нулевой провод схемы защиты и нормально зашунтирован кнопкой *SB1*.

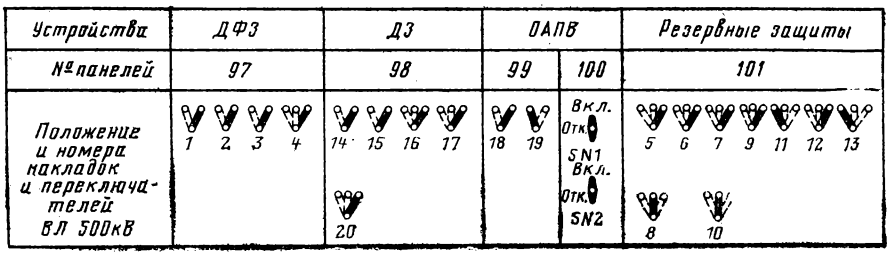


Рис. 9.6. Режимная карта положения накладок и переключателей ВЛ 500 кВ:

1—20 — номера накладок

Оперативный персонал проверяет при его помощи небаланс 1 раз в смену, а также совместно с персоналом РЗАИ перед вводом в работу дифференциальной защиты шин и других подобных защит. В случае превышения допустимого значения тока небаланса, отмеченного на миллиамперметре красной чертой, об этом ставятся в известность вышестоящее лицо и служба РЗАИ для принятия необходимых мер.

Однако такой визуальный контроль недостаточен (так как не является непрерывным), потому что при обрыве токовых цепей одного из плеч дифференциальной защиты шин из-за вызванного этим небаланса токов защита может излишне сработать и вызвать отключение от шин многих присоединений. Чтобы не допустить этого, в нулевой провод последовательно с миллиамперметром включается реле, блокирующее (выводящее из действия) дифференциальную защиту шин при обрыве токовых цепей какого-либо присоединения.

Более совершенным является применение схемы с трехфазным токовым реле типа РТ-40/р, позволяющим контролировать исправность токовых цепей при любом нарушении, в том числе и при обрыве всех трех фаз токовых цепей одного из присоединений. Реле также позволяет блокировать (предупреждать случаи излишнего срабатывания) дифференциальную защиту из-за неправильного включения токовых цепей одного из присоединений.

В эксплуатации наблюдаются случаи, когда в машинных залах из-за значительной вибрации генераторов, питательных насосов и другого оборудования нарушалась целостность вторичных цепей в местах их присоединения (например, на зажимах ТТ, установленных на выводах генераторов, и в других местах). Для предупреждения таких нарушений следует заранее принимать необходимые меры. (В частности, применятть гибкие многожильные провода, усиливать крепление ТТ и др.)

Серьезные нарушения изоляции и целостности вторичных цепей происходят в КРУ, установленных на ТЭС, из-за неудовлетворительной вентиляции, значительных протечек пара, попадания влаги. В КРУН вследствие плохого уплотнения шкафов проникают пыль и влага. Для предупреждения подобных явлений прежде всего шкафы КРУ и КРУН следует заказывать специального исполнения, а в эксплуатации наряду с внедрением в зимних условиях автоматического подогрева и вентиляции тщательно проводить работы по уплотнению. Также важно периодически поддерживать в должном состоянии уплотнение кожухов КСА разъединителей, установленных на ОРУ и прочих открытых местах, поскольку через неплотности на контакты КСА постоянно могут попадать влага и пыль.

Ряд недостатков выявлен в процессе эксплуатации вторичных цепей ТН. Они возникают из-за неверного распределения цепей напряжения в кабелях, неудовлетворительного выбора места защитного заземления (вдали от места установки ТН) и средств защиты вторичных цепей ТН (применение предохранителей вместо автоматических выключателей, отсутствие автоматических выключателей в цепи $3U_0$ и т. д.); несовершенства устройств (КРБ11 и КРБ12), используемых для контроля исправности цепей напряжения и блокировки защиты при обрыве этих цепей; чрезмерной нагрузки ТН (например, типов НКФ-110, НКФ-220 и НТМИ-6), приводящей к завышенным погрешностям, не отвечающим требованиям высокого класса точности ТН, от которых питаются счетчики и измерительные приборы; неправильного выполнения соединений при взаимном резервировании ТН при их выводе в ремонт, переключениях и т. д. Разработаны следующие конкретные меры по упорядочению выполнения вторичных цепей ТН:

1) предусматривать установку глухого заземления вторичных цепей ТН на ближайшей к ТН сборке зажимов. При этом не следует допускать объединения заземленных проводов разных ТН при синхронизации во избежание больших погрешностей в работе устройств синхронизации из-за возможного ответвления в заземленную фазу тока из-за зеземляющего контура (например, при электросварке). Автоматическая синхронизация с помощью устройств, в которых предусмотрено объединение заземленных фаз двух ТН, должна производиться через разделительные или фазоповоротные трансформаторы;

2) не допускать раздельную разводку заземленных и незаземленных проводов цепей напряжения жилами разных кабелей.

Для снижения значений продольных ЭДС, наводящихся в жилах кабелей токами в заземляющем контуре и токами нулевой последовательности линий:

допускать использование вспомогательных контактов разъединителей для переключения цепей напряжения присоединений РУ с ТН одной системы шин на ТН другой системы шин только в РУ 6—35 кВ. В РУ 110 кВ и выше перейти на схемы с реле-повторителями положения разъединителей;

применять в РУ напряжением 110 кВ и выше во вторичных цепях ТН кабели только в металлической оболочке и заземлять оболочку с обоих концов каждого кабеля.

Кабели в цепях основных и дополнительных обмоток ТН по всей длине от шкафа ТН до щита должны прокладываться рядом;

3) весьма важно для предупреждения (блокировки) ложного срабатывания защиты своевременно выявлять возникшие неисправности во вторичных цепях. Для этой цели в настоящее время применяются усовершенствованные устройства типа КРБ12, реагирующие на напряжение нулевой последовательности при трех- и двухфазном КЗ и обрыв во вторичных цепях.

Для этой же цели подобные устройства собственной конструкции разработаны в ряде энергосистем. Так, например в Тулэнерго успешно применяются для контроля исправности цепей напряжения дифференциальной и направленной защит сетей с большими токами замыкания на землю следующие устройства:

реле РКН65, предназначенное для контроля исправности цепей напряжения в схеме звезда с нулевым проводом; реле реагирует на все виды повреждения, в том числе на одновременное исчезновение всех трех фаз напряжения и обрыв нулевого провода. Основу реле РКН65 составляет поляризованное реле РП7;

реле контроля напряжения нулевой последовательности, которое используется на отдельных присоединениях для автоматического контроля индивидуальных цепей напряжения разомкнутого треугольника токовой направленной защиты нулевой последовательности;

4) для улучшения защиты вторичных цепей ТН применять автоматические выключатели, а не предохранители. Выбор защитных автоматических выключателей во вторичных цепях ТН рассмотрен в гл. 7;

5) устанавливать отдельные ТН для питания расчетных счетчиков в тех случаях, когда это необходимо для обеспечения работы ТН в высшем классе точности. При этом могут подключаться и другие нагрузки (измерительные приборы, устройства автоматики и пр.), если будет сохранен этот класс точности;

6) применять подогрев в шкафах ТН, расположенных в ОРУ, что необходимо прежде всего для надежной работы установленных в них автоматических выключателей.

Имеются случаи излишнего срабатывания защиты из-за технических недостатков, недосмотра, небрежности и ошибочных операций во вторичных токовых цепях оперативного персонала и работников релейной службы. Необходимо иметь в виду, что использование жил общего кабеля для токовых цепей различных защит разрешается только в том случае, если в нормальном режиме и при всех видах повреждений создаваемый ими суммарный магнитный поток равен нулю. Упомянутые нарушения могут привести к ложным отключениям, как это видно из приведенного ниже.

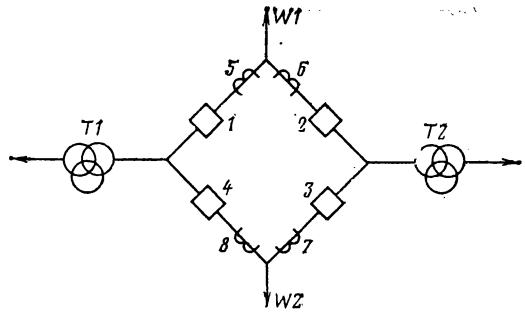


Рис. 9.7. Схема электрических соединений перед выводом из ремонта выключателя *2* на подстанции 330 кВ: *1—4* — выключатели; *5—8* — трансформаторы тока

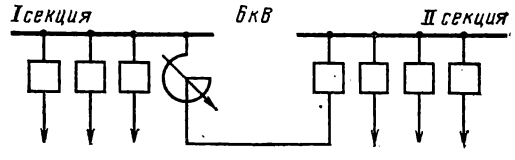


Рис. 9.8. Схема электрических соединений на стороне НН подстанции при повреждении секционного реактора

На подстанции 330 кВ, работавшей по схеме четырехугольника (рис. 9.7), перед вводом после ремонта выключателя *2* работавшей линии вторичные цепи его трансформаторов тока *6* были подключены к действующим цепям защиты и остались незакороченными. Вследствие этого в момент включения выключателя *2* произошло значительное повышение напряжения во вторичных цепях этих ТТ, перекрытие изоляции в цепях защиты ДФЗ-2. Из-за несимметрии токов произошли ложное срабатывание защиты и отключение линии. Кратковременная несимметрия токов, например при неодновременном расшунтировании цепей подключаемых ТТ с помощью испытательных блоков, приводила к случаям ложной работы защит ДФЗ-402 на линиях 330 и 500 кВ.

В схеме защиты от замыканий на землю обмотки статора генератора, выполненной с помощью трансформатора нулевой последовательности типа ТНПШ была допущена ошибка. Во время проверки защиты было обращено внимание на повышенное значение тока небаланса. Причина заключалась в том, что для прокладки подключенных к рабочей обмотке ТНПШ двух жил были использованы разные кабели, в которых располагались жилы других защит. Как показали послеаварийные испытания, под влиянием нескомпенсированного магнитного потока от токов 3—4 А, проходящих в цепях других защит, токи небаланса, наведенные в обмотке ТНПШ, достигали 10—15 мА, т. е. в 10—15 раз превышали допустимые значения.

Для предотвращения появления значительных токов небаланса вторичные цепи, подключаемые к рабочей обмотке ТНПШ, следует располагать в одном кабеле.

Как это видно из (рис. 9.8) секционный реактор жестко связан с *I* секцией шин 6 кВ. Поэтому при его повреждении должна сработать только ее дифференциальная защита. Однако по вине персонала службы РЗАИ вторичные цепи ТТ реактора были включены в зоны защиты I и II секций, что привело при повреждении реактора к отключению присоединений на обеих секциях.

На РУ одной из подстанций 220 кВ к испытательным зажимам, к которым было подано напряжение 220 В, были подключены с помощью наконечников типа «крокодил» провода прибора ВАФ-85 с целью проверки исправности его действия. При этом один из наконеч-

ников («крокодил») повернулся относительно оси винта зажима, коснулся соседнего зажима дифференциальной цепи защиты шин 220 В, в результате чего произошло ложное срабатывание защиты.

При использовании проводов с такими же наконечниками для проверки времени срабатывания реле (установленного с задней стороны панели) устройства ОАПВ (выведенного из работы), к шпилькам которого были подключены упомянутые провода, один из наконечников соскочил со шпильки и при падении коснулся зажима испытательного блока оперативных цепей, подав таким образом «+» на выходное реле, отключившее линию электропередачи 220 кВ.

Во вторичных схемах (в цепях отключения и включения выключателей и другой коммутационной аппаратуры высокого напряжения, в цепях оперативного тока) широко применяются переключающие устройства (накладки), которые могут ставиться в положение «Сигнал» или положение «Отключено». От правильных операций с ними часто зависит безаварийная работа электрооборудования.

Так, например, на одной из ТЭЦ при выводе из работы для плановой проверки линии 110 кВ не была отключена накладка в цепи пуска (от схемы защиты этой линии) УРОВ. Эта ошибка привела к тому, что, когда проверялась работа АПВ отключенной линии электропередачи, при замыкании контактов реле максимальной токовой отсечки УРОВ излишне сработало и отключило все присоединения данной системы шин 110 кВ, в том числе три блока, пять линий и трансформатор связи. При выводе защит из работы необходимо отключать соответствующие накладки в цепи пуска УРОВ. Такие же аварийные ситуации вызывают случаи ошибочного отключения накладок.

Необходимо тщательно проверять соответствие вторичных цепей и их аппаратуры оперативной схеме первичных соединений. Перед установкой накладки на отключение весьма важно проверить с помощью прибора, имеющего большое сопротивление, отсутствие в цепи отключающего импульса.

Операции с накладками требуют знания схемы, внимания, большой осмотрительности и строгой последовательности при переключениях. О всех операциях с испытательными блоками, накладками, автоматическими выключателями, рубильниками производятся записи в оперативном журнале. Неправильные действия оперативного персонала в цепях управления выключателями, отделителями и другими коммутационными аппратами приводят к нарушению электроснабжения.

Ниже приводится перечень характерных ошибок, которые могут вызывать серьезные нарушения в цепях вторичных соединений и которые обслуживающему персоналу необходимо учитывать в эксплуатации:

1) ошибочное снятие напряжения с ТН и их вторичных цепей;

2) ошибочное отключение оперативных цепей и кратковременный перерыв в подаче оперативного тока (даже при наличии блокировочных устройств);

3) применение некалиброванных предохранителей;

4) непродуманные замыкания рукой контактов реле при проверке присоединений, выведенных в ремонт, без анализа и выяснения взаимодействия проверяемой схемы (например, АПВ) со смежными цепями (например, защиты и управления данного присоединения);

5) разнотипные надписи на однотипной аппаратуре, нечеткие и даже неправильные надписи на панелях, несоответствие обозначений различных реле, испытательных блоков, накладок и других устройств принятым в исполнительных схемах, инструкциях, оперативных схемах;

6) применение разнотипных и самодельных переключателей, рубильников и других коммутационных устройств во вторичных цепях, неоднотипное расположение их на панелях.

Предупреждение указанных нарушений приобретает особенно важное значение при весьма развитых вторичных цепях и при обслуживании подстанций, не имеющих постоянного дежурного персонала.

В настоящее время на каждую оперативно-выездную бригаду возлагается весьма большая по масштабам задача — производить оперативные переключения, осмотры и другие работы на 10—14 подстанциях. Разнобой в конструкции и расположении таких устройств затрудняет запоминание их мест в схеме и назначение, создает немало предпосылок для ошибочных и затяжных операций. Поэтому желательна унификация таких аппаратов.

9.4. ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ И ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ

Приемо-сдаточные и профилактические испытания во вторичных цепях производятся в следующем объеме:

проверка правильности выполнения монтажа и маркировки, соответствия их монтажной схеме;

проверка сопротивления изоляции;

испытание изоляции на электрическую прочность;

проверка правильности составления монтажных схем и правильного функционирования вторичных устройств и их цепей подачей вторичных токов и напряжений от постороннего источника.

Проверка правильности выполнения монтажа на панелях при однослойном простом монтаже проводов может выполняться путем просмотра каждого отдельного провода. При скрытом монтаже (жгуты, многослойный монтаж, прокладка в перфорации и т. д.) панелей, а также при наличии между отдельными устройствами, панелями и шкафами кабельных связей проверка выполняется «прозвонкой».

Прозвонка достигается созданием замкнутой цепи (рис. 9.9): проверяемая жила прово-

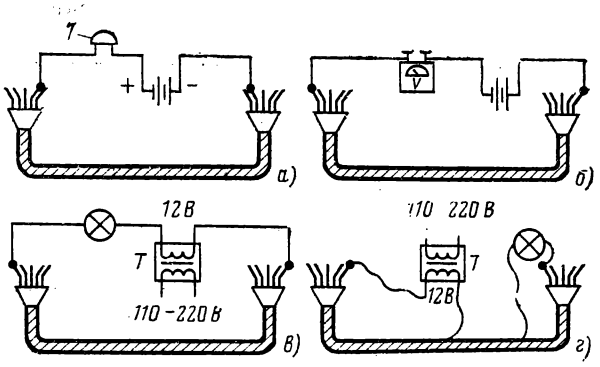


Рис. 9.9. Прозвонка коротких отрезков проводов или жил контрольных кабелей

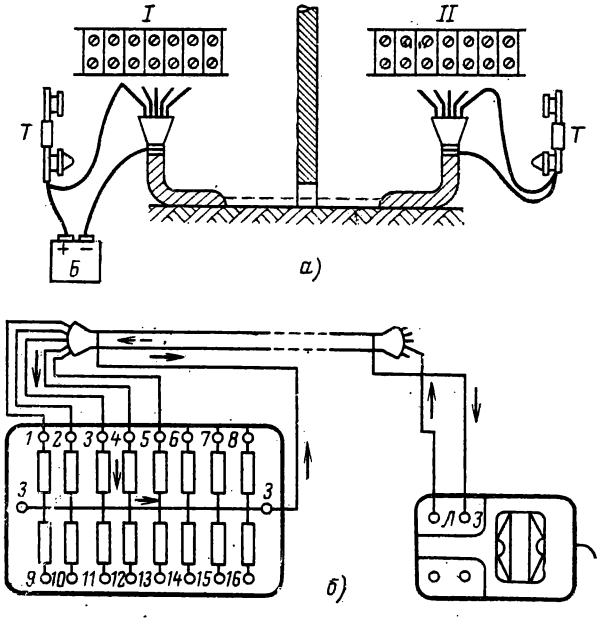


Рис. 9.10. Прозвонка жил контрольных кабелей:

а — при помощи телефонных трубок; *б* — при помощи мегаомметра и устройства УМЖК; *I*, *II* — помещения; *1—16* — калиброванные сопротивления

да (кабеля) — источник напряжения (аккумулятор или сухая батарея на 3—6 В, понижающий трансформатор)—указатель наличия тока или напряжения (звонок, вольтметр, лампа)—вспомогательный провод. Вспомогательным проводом может служить металлическая оболочка кабеля, а при ее отсутствии— любой заземленный проводник. Пользоваться для указанной цели неоновыми лампами нельзя, так как они могут светиться за счет емкости.

Перед проверкой проверяемые жилы отключают от схемы с обоих концов и проверяют изоляцию всех жил между собой и относительно земли, чтобы исключить неправильные результаты при наличии обходных цепей.

Источник тока подключают одним полюсом к проверяемой жиле, а второй полюс от указателя тока (напряжения) — поочередно к противоположным концам жил кабеля (рис. 9.9,*а—в*) или к металлической оболочке (рис. 9.9,*г*). Звучание звонка *1*, отклонение стрелки вольтметра *PV*, загорание лампы означает, что жила определена правильно.

Если проверяемые жилы контрольных кабелей соединяют панель с другими удаленными панелями или источниками питания (ТТ, ТН и др.) либо с устройствами, находящимися в других помещениях, то наиболее эффективным способом является прозвонка с использованием двух телефонных трубок (рис. 9.10, *а*), которая дает возможность работающим наряду с проверкой разговаривать между собой.

Концы жил отсоединяют от зажимов и проверяют изоляцию всех жил кабеля между собой и относительно земли.

Катушки телефона *Т* в каждой трубке соединяют последовательно с микрофоном. Помощник проверяющего с одного конца кабеля подключает один из выводов телефонной трубки к заземленной оболочке кабеля, другой вывод — к любой из жил кабеля. С противоположного конца кабеля проверяющий подключает один из выводов телефонной трубки к плюсу источника постоянного тока (сухой элемент или батарейка на 3—6 В), минус которого подключен к металлической оболочке кабеля (при ее отсутствии используется любой заземленный проводник), а другим поочередно касается жил кабеля. В момент образования замкнутой цепи источник тока — земля — трубка помощника — жила кабеля — трубка проверяющего — земля в обеих трубках возникает характерный треск, проверяющие получают возможность переговариваться по телефону и установить правильность маркировки данной жилы. В дальнейшем проверенная жила используется как вспомогательная, проверяющий сообщает своему помощнику обозначение следующей жилы, и в том же порядке установить правильность маркировки остальных жил.

Прозвонка кабелей может производиться также с помощью мегаомметра и специального устройства маркировки жил кабелей (УМЖК), состоящего из 16 калиброванных различных сопротивлений, расположенных параллельно в два ряда и обозначенных порядковыми номерами. Внешние концы сопротивлений подключены к жилам с одного конца проверяемого кабеля, а внутренние — соединены общей точкой, присоединенной, как и зажим *З* (земля) мегаомметра, к заземленной металлической оболочке кабеля. Зажим *Л* (линия) мегаомметра подключается поочередно к каж-

дой жиле с другого конца кабеля (рис. 9.10, *б*).

При вращении рукоятки мегаомметра при проверке очередной жилы кабеля образуется замкнутая цепь генератор мегаомметра — измерительный его механизм — жила кабеля — сопротивление УМЖК — броня кабеля (земля) — генератор. Его измерительный механизм имеет, помимо основной шкалы, вспомогательную шкалу с 16 делениями, соответствующими номерам сопротивлений УМЖК и жил кабеля. При вращении рукоятки мегаомметра угол отклонения стрелки измерительного механизма зависит от включенного сопротивления УМЖК и указывает на вспомогательной шкале соответственно его номер, т. е. номер проверяемой жилы. Преимуществом этого способа является возможность выполнения данной работы одним человеком.

Выявленные в процессе проверки ошибки в схеме, неправильная маркировка (проводов, кабелей), неверные надписи на реле, приборах и аппаратуре должны немедленно исправляться; изменения принципиальных и монтажных схем должны согласовываться со службой РЗАИ и вноситься в соответствующие схемы.

Проверка сопротивления изоляции вторичных цепей выполняется (после проверки правильности их монтажа и маркировки) путем измерения сопротивления изоляции и испытания электрической прочности изоляции. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметрами на номинальное напряжение 2500, 1000 или 500 В. При испытании изоляции мегаомметром напряжение на его зажимах сильно понижается за счет падения напряжения в обмотке индуктора соответственно до 1100—1300, 450 и 210 В. Поэтому применение мегаомметра является неэффективным для испытаний электрической прочности изоляции.

Сопротивление изоляции электрически связанных цепей РЗА относительно земли, а также между цепями различного назначения, электрически не связанными между собой (измерительные цепи, цепи оперативного тока, сигнализации), измеряется мегаомметром на 1000, 2500 В и должно поддерживаться в пределах каждого присоединения на уровне не ниже 1 МОм.

Сопротивление изоляции вторичных цепей и элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, питающихся от отдельного источника или через разделительный трансформатор, измеряется мегаомметром на 500 В и поддерживается на уровне не ниже 0,5 МОм.

Сопротивление изоляции жил кабелей и проводов обмоток и контактов реле и всех вспомогательных устройств проверяют по отношению к земле (оболочке кабеля, металлическая панель, заземляющий контур) и между различными цепями (тока, напряжения, постоянного тока, сигнализации).

Кроме того, проверяется сопротивление изоляции между жилами кабелей, имеющих концевые заделки, не защищенные от атмосферных воздействий, если повреждение кабелей может вызвать отключение работающих присоединений (например, кабели газовых реле, установленных на открытых подстанциях), между проводами цепей тока сложных защит.

При измерении изоляции мегаомметром тщательно проверяется, чтобы на детали и аппаратуру с пониженным испытательным напряжением (обкладки конденсаторов, выводы твердых выпрямителей и пр.) не было подано повышенное напряжение. Такие детали и аппараты отключаются либо шунтируются временными перемычками (проверять их мегаомметрами на 2500 или 1000 В с пониженной частотой вращения нельзя). Неоновые и электронные лампы и стабилитроны вынимаются из аппаратуры.

Перед измерением сопротивления изоляции очищают от грязи, пыли и сырости кабельные разделки, а зажимы — от ржавчины; в сырых местах рекомендуется подсушивать поверхности панелей с электропроводкой, кабельные разделки, аппаратуру и мелкие монтажные детали (теплым воздухом от воздуходувки, в сушильных шкафах и т. д.); проверку контрольных кабелей длиной 200—300 м (с промежуточными зажимами) производят по частям на промежуточных зажимах.

После отключения заземляющих проводников и источников питания испытываемых цепей приступают к измерениям. Мегаомметр и провода к нему очищают от пыли и грязи, ставят его на ровную сухую поверхность, а в сырых местах или при работе на открытом воздухе — на сухую изолирующую подставку (деревянную, резиновую и др.); провода от мегаомметра нельзя укладывать на сырой земле и заземленных металлических предметах. Провода должны быть одножильными многопроволочными на рабочее напряжение не ниже 2,5—3 кВ. Провода со стороны мегаомметра оконцовывают наконечниками, со стороны испытываемых цепей — изолирующими ручками.

Один из указанных проводников подключается к выводному зажиму *Л* (линия) положительного полюса (+) генератора мегаомметра, другой — к зажиму *З* (земля) отрицательного полюса (—), при этом следует учесть, что для измерений во вторичных цепях между жилами полярность не соблюдается.

Далее производится проверка мегаомметра и проводов. Разведя концы проводов, вращают ручку мегаомметра, при этом сопротивление изоляции должно равняться бесконечности, при замыкании концов проводов — нулю. При

измерении сопротивления ручку мегаомметра вращают равномерно и при полных оборотах (обычно 120 об/мин). На эту скорость градуированы шкалы мегаомметров. Мегаомметры снабжаются регуляторами частоты вращения.

По окончании измерений испытываемые жилы проводов и кабелей должны быть разряжены замыканием между собой и на землю. До этого прикасаться к ним и проводам мегаомметра и их зажимам опасно.

Если в процессе испытаний выявится, что испытываемая схема или часть ее имеет ослабленную изоляцию (сопротивление изоляции ниже приведенных выше установленных норм), схему последовательно делят на все более малые участки и повторным их испытанием находят искомый элемент с пониженной (поврежденной) изоляцией. В первую очередь обращается внимание на те места, где чаще всего дефекты возникают в условиях монтажа и эксплуатации: электропроводки на панелях, контрольные кабели и скобки с подкладками для их крепления; защитные изоляционные трубки, контактные соединения, места скопления грязи, пыли, сырые места и т. д.

Некачественные скобки для крепления проводов снимают и убеждаются в отсутствии у них заусенцев; у контрольных кабелей проверяют целость защитных оболочек, а затем демонтируют концевые муфты (сухие заделки), разводят и очищают жилы, проверяют повторно изоляцию.

Контактные соединения разъединяют, проверяют их изоляцию и зачищают зажимы и вновь их соединяют и закрепляют.

Сомнительные короткие отрезки проводов и контрольных кабелей с поврежденной изоляцией, вмятинами, залитых маслом, плохие зажимы и мелкая аппаратура, некачественные поливинилхлоридные трубки и мелкие монтажные детали заменяются. Небольшие детали (реле, вспомогательная аппаратура и т. п.) сушат в сушильном шкафу с усиленной вентиляцией.

Вторичные обмотки сухих измерительных трансформаторов с органической изоляцией и встроенные ТТ сушат в сушильных шкафах, пропитывают лаком и запекают.

У контрольных кабелей большой длины с пониженной изоляцией без видимых повреждений, если замена концевых муфт (сухих разделок) не дает положительного результата, следует определить место скрытого повреждения, например, по упрощенной схеме, предложенной инж. И. В. Ковалевским (рис. 9.11).

Схема состоит из следующих элементов: поврежденного кабеля *1* длиной 100—200 м; исправного кабеля *2* из числа рядом положенных — в качестве обратного проводника,

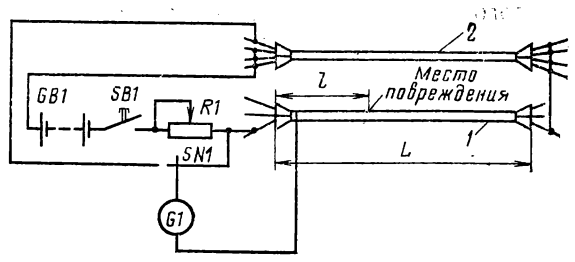


Рис. 9.11. Схема определения места повреждения контрольного кабеля

одна жила которого используется как контрольная; гальванометра *G1* с чувствительностью 0,5 МОм на 1°; аккумуляторной батареи *GB1* на 6—12 В; реостата *R1*; переключателя *SN1*, кнопки *SB1*.

В кабеле *1* определяют жилу с пониженной по сравнению с другими жилами изоляцией. Один конец контрольной жилы подключают к этой жиле, а другой — к гальванометру; остальные жилы кабеля *2* включают параллельно для уменьшения сопротивления.

Проверяют гальванометром *G1* при разомкнутой кнопке *SB1*, пользуясь переключателем *SN1*, наличие посторонней, наведенной ЭДС; для ее компенсации устанавливают стрелку гальванометра на нуль, а если это не удается, то при последующих измерениях отсчет ведется не от нуля, а от деления шкалы, на котором первоначально остановилась стрелка.

Включают кнопку *SB1*, реостатом от батареи *GB1* подбирают ток для максимального отклонения стрелки гальванометра и измеряют вновь напряжение на поврежденной и контрольной жилах относительно земли (металлической оболочки испытываемого кабеля, а при ее отсутствии — любой заземленной детали).

Расстояние от места измерения до места повреждения по длине кабеля определяется по формуле

$$l = \frac{U_{\text{п}}}{U_{\text{п}} + U_{\text{к}}} L,$$

где $U_{\text{к}}$, $U_{\text{п}}$ — показания гальванометра соответственно на контрольной и поврежденной жилах; L — полная длина поврежденного кабеля.

Точность определения места повреждения по этому методу примерно ± 2 м при длине кабеля 100—200 м.

Испытания изоляции напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин являются наиболее эффективными, так как дефекты изоляции выявляются лучше в переменном электрическом поле, чем в постоянном.

При включении после монтажа и при первом профилактическом восстановлении изоляции относительно земли электрически связанных цепей РЗА и всех других вторичных цепей

каждого присоединения, а также изоляция между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели (за исключением цепей и элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже), испытываются напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин испытывается изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, вторичные цепи ТТ с номинальным значением тока 1 А и т. п.).

В последующей эксплуатации изоляция цепей РЗА (за исключением цепей напряжением 60 В и ниже) испытывается при профилактических восстановлениях напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Электрическую прочность изоляции устройств защиты, автоматики и вторичных цепей, находящихся в эксплуатации, испытывают (по возможности) при капитальном ремонте основного силового оборудования немедленно после вывода его в ремонт.

Электрическую прочность всех вторичных цепей проверяют относительно земли. Проверка производится при полностью собранной схеме вторичных цепей и после предварительной проверки сопротивления их изоляции, если значения сопротивлений соответствуют требуемым нормам. Схема испытаний приведена на рис. 9.12. В качестве испытательного трансформатора напряжения удобней применять сухие однофазные ТН типа НОСК мощностью 200—300 В·А. Схему рекомендуется питать от междуфазного напряжения трансформатора СН для уменьшения возможности искажения кривой испытательного напряжения. Регулирование напряжения производится автотрансформатором типа ЛАТР, который можно заменить потенциометром. Ток нагрузки испытательного трансформатора измеряется амперметром *А*.

Ток при пробое изоляции ограничивается сопротивлением $R1=1000/K_v$, где K_v — коэффициент трансформации испытательного трансформатора.

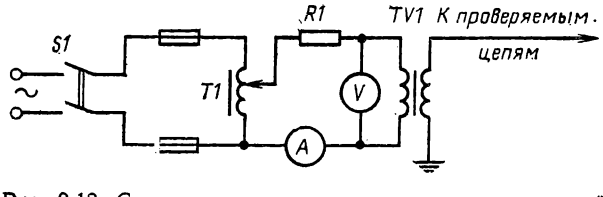


Рис. 9.12. Схема испытания изоляции вторичных цепей повышенным напряжением переменного тока

Сопротивление *R1* включено в цепь первичной обработки ТН до вольтметра *V* для повышения точности измерения.

Напряжение, прикладываемое к изоляции, определяется по показаниям вольтметра *V*:

$$U_{\text{исп}} = K_U U_{PV}.$$

Шкалу вольтметра целесообразно отградуировать так, чтобы по ней можно было непосредственно отсчитать испытательное напряжение.

В цепях оперативного тока и сигнализации одновременно испытывают все цепи, питающиеся от одних и тех же предохранителей или автоматических выключателей. При снятых предохранителях временно соединяют между собой полюсы оперативных цепей.

Участки схемы, отделенные контактами реле и ключей, вспомогательными контактами, соединяют в общую испытываемую схему с помощью ключей, переключателей или временных перемычек. Цепи, не имеющие предохранителей, отключают от общих шинок.

При испытании цепей напряжения вторичные обмотки ТН отсоединяют от испытываемой схемы или закорачивают. Все цепи напряжения соединяют между собой и испытывают одновременно. Все заземления снимают.

В токовых цепях вторичные обмотки ТТ оставляют соединенными с вторичными цепями и испытывают вместе с ними. Заземления снимают и отделяют цепи других ТТ, например в схемах с общим нулевым проводом, в дифференциальных защитах и т. п.

Конденсаторы, полупроводниковые приборы и аналогичную аппаратуру, не рассчитанную на испытательное напряжение 1000 В, закорачивают. Неоновые лампы, стабилизаторы, электронные лампы снимают с панелей, если они окажутся под напряжением выше 1000 В.

Промежуточные ТТ и ТН закорачивают, а их первичные и вторичные обмотки соединяют между собой.

Аппаратуру телеуправления и телесигнализации, высокочастотные приемопередатчики, электронные синхронизаторы и регуляторы и тому подобную аппаратуру испытывают вместе с цепями только в случае, если их изоляция рассчитана на испытательное напряжение 1000 В переменного тока относительно земли и других цепей. Если в схемах имеются реле или измерительные приборы, обмотки тока и напряжения которых расположены одна на другой, то эти обмотки выделяют из цепей, соединяют друг с другом и подключают к испытываемой цепи. Это объясняется тем, что обычно изоляция между обмотками таких приборов рассчитывается на испытательное напряжение 500 В.

В процессе испытания изоляции вторичных

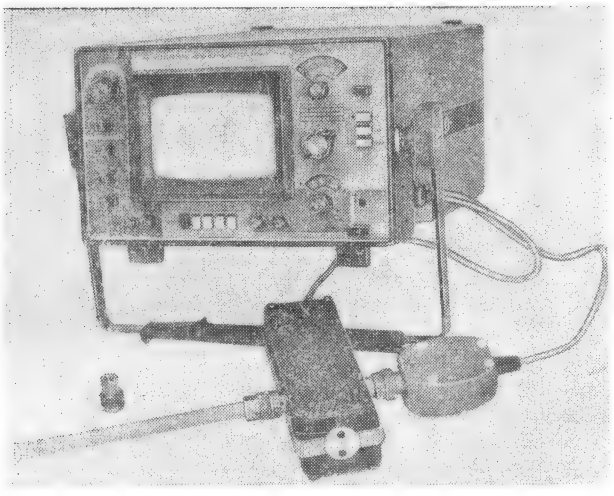


Рис. 9.13. Прибор для определения мест повреждений в линиях

цепей могут возникать явления резонанса, обусловленные емкостью кабелей и индуктивностью реле: реле вибрируют, в схеме появляются перенапряжения. В этих случаях снимают напряжение и закорачивают обмотки реле, после чего испытания повторяют.

Перед началом испытаний тщательно проверяют испытываемую схему, чтобы исключить случайное соединение ее с посторонними цепями: составляют список всех элементов испытываемой схемы (приборы, измерительные трансформаторы, панели защиты и управления) с указанием всех временных перемычек и изменений схемы. По окончании испытаний по этому списку восстанавливают схему.

После подключения испытательного устройства к испытываемой вторичной цепи напряжение поднимают плавно до 500 В и оставляют на этом уровне; проверяют ток нагрузки ТН и тщательно осматривают всю схему, находящуюся под напряжением. Если нет толчков напряжения, разрядов и пробоев, повышают напряжение до 1000 В и снова проверяют нагрузку ТН. Напряжение поддерживают в течение 1 мин, затем плавно снижают до нуля; повторно проверяют мегаомметром сопротивление изоляции.

При перегрузке ТН во время испытаний из-за малой его мощности проверяемые цепи испытывают по частям.

Изоляция считается выдержавшей испытание, если при напряжении 1000 В в течение 1 мин не было скользящих разрядов, пробоев, резких толчков напряжения или тока и повторное измерение изоляции мегаомметром показало, что оно не снизилось после испытания. Если изоляция не выдержала испытания, производится необходимый ремонт, после чего испытание повторяется.

Для выявления места повреждений в протяженных вторичных линиях может быть использован разработанный во ВНИИЭ Минэнерго СССР измеритель неоднородностей воздушных и кабельных линий типа Р5-11 (рис. 9.13), обладающий высокой чувствительностью к нахождению устойчивых и неустойчивых нарушений в электрических цепях. С помощью этого импульсного рефлектометрического аппарата, питаемого от электросети переменного тока 220 В или постоянного тока 24 В, определяется местоположение (расстояние) и характер повреждения.

При проведении испытаний выполняются требования правил техники безопасности.

9.5. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ, ОБСЛУЖИВАЮЩЕМУ ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ

Вторичные цепи являются весьма ответственной частью схемы электроустановки (электростанции, подстанции), поскольку дефекты, повреждения и ошибочные операции в них часто приводят к серьезным авариям и перерывам в электроснабжении электроприемников и электроустановок. Поэтому к персоналу, обслуживающему вторичные цепи и выполняющему операции и ремонты в них, предъявляются высокие требования.

Персонал обязан знать принципиальные схемы всех установленных на электростанции (подстанции) устройств релейной защиты и электроавтоматики и их уставки и маркировки, инструкции по обслуживанию этих устройств и места расположения устройств релейной защиты и электроавтоматики, трансформаторов тока и напряжения, источников питания и шин оперативного тока, накладок в цепях отключения и включения, испытательных блоков и испытательных зажимов, автоматических выключателей и предохранителей в цепях постоянного тока и цепях трансформаторов напряжения.

Особенно важно, чтобы дежурный был способен в аварийных условиях в минимальный срок определить по аварийным сигналам, приборам и действиям защитных устройств и электроавтоматики причины нарушения нормального режима работы и принять необходимые меры по восстановлению нормального (полностью или частично) режима работы электроустановки.

Учитывая высокую ответственность обслуживающего персонала и соответственно потребную для этого высокую квалификацию, управляющие и главные инженеры энергетических управлений, директора и главные инженеры энергетических предприятий и организаций обязаны организовывать систематическую работу с персоналом.

Для достижения необходимой квалификации персонал до назначения на самостоятельную работу обязан пройти производственное обучение и проверку знаний (первичную проверку).

Кроме первичной проверки знаний, проводятся периодические (очередные) и внеочередные проверки знаний персонала: ПТЭ, производственных и должностных инструкций 1 раз в 2 года, правил техники безопасности 1 раз в год.

Согласно руководящим указаниям по организации работы с персоналом обслуживающий персонал в процессе работы систематически повышает свою квалификацию путем курсового обучения, индивидуального производственного инструктажа и инструктажа по технике безопасности непосредственно на рабочих местах и противоаварийных тренировок по единой методике. Кроме того, персонал принимает участие в противопожарных тренировках по действующей инструкции.

В каждом энергетическом предприятии для учебы персонала создаются технические библиотеки и кабинет, которые укомплектовываются технической литературой и экспозициями соответственно специальностям персонала.

Для противоаварийных тренировок применяются тренажеры — стенды с мнемоническими, изменяющимися схемами данной электростанции (подстанции), на которых можно легко собрать необходимую схему для данной (заданной) режимной ситуации и проверить способность дежурного принимать необходимые решения и меры.

Тематика указанных выше занятий разрабатывается в соответствии с имеющимися директивными указаниями и циркулярами начальником электроцеха и службой РЗАИ и утверждается главным инженером электростанции (сети).

9.6. КОМПЛЕКТ ПРИБОРОВ И ИНСТРУМЕНТА

Местные службы релейной защиты и лаборатории оснащаются передвижными стендами, переносными проверочными устройствами, необходимым количеством лабораторных приборов и приспособлений, специализированным инструментом, бланками протоколов проверки вторичных устройств.

Для дежурного персонала, обслуживающего вторичные устройства и вторичные цепи, рекомендуется следующий комплект приборов и инструмента:

мегаомметры на 500—1000—2500 В, комплект телефонных трубок для прозвонки цепей, устройство для маркировки жил кабелей (УМЖК), тестер;

набор отверток с пластмассовыми ручками, с лезвиями размерами (ширина×толщина) 9×1; 7×0,7; 5×0,5; 3×0,3 мм, длиной около 800 мм;

отвертка механическая спиральная для завертывания винтов до М6 поступательным движением длиной 240 мм с двумя лезвиями толщиной 0,5 и 0,7 мм;

отвертка с регулирующим крутящим моментом для винтов М3—М6, с двумя лезвиями для винтов М5 и М6;

отвертка боковая;

правилка боковая для контактных пружин;

плоскогубцы, круглогубцы, кусачки боковые и торцевые, пассатижи с ручками длиной до 150 мм;

набор плоских двусторонних гаечных ключей для гаек М3—М6 и М8—М12;

набор торцевых ключей для гаек М3—М6;

ключи для колков для гаек М4 и М5;

ключ для барабанчиковых реле;

набор надфилей (плоский, круглый, треугольный) длиной до 150 мм;

набор метчиков и плашек от М3 до М6—М8;

граммометр для регулировки контактов с пределами измерения до 50 г;

динамометр (граммометр) для регулировки и проверки пружинных приводов с пределами измерения до 2 кг;

щуп (примерно № 6) для измерения зазоров в контактах и между деталями реле;

щипцы для снятия поливинилхлоридной изоляции и оболочек;

нож монтерский складной с предохранителем от самоскладывания;

пинцет хирургический;

магнит постоянный;

лупа с увеличением в 4—6 раз в оправе с рукояткой и футляром для хранения;

электрическая дрель для сверла до 8—10 мм и набор сверл для резьбы и на проход для резьбы от М3 до М6—М8;

небольшие настольные тиски;

указатель наличия напряжения до 500 В;

паяльник электрический мощностью 90 Вт с оловом, пастой для пайки, канифолью;

молоток слесарный с деревянной ручкой массой 200 г;

метр складной деревянный;

лампа переносная на 12 В, с защитной металлической сеткой, с проводом с вулканизированным покрытием длиной 10—15 м;

фонарик электрический ручной;

перчатки резиновые диэлектрические (со штампом их испытания);

очки защитные;

зеркало размером 1,5—2 см^2 на длинной изолирующей ручке;

кисти щетинные мягкие;

чемодан для инструмента с приспособлением для закрывания;

чемодан с закрывающимися отделениями (ящичками) для гаек, шайб, винтов, шурупов, гвоздей до 50 мм и т. п.

Изоляцию нового переносного электрифицированного инструмента испытывают в течение 1 мин напряжением 6 кВ, а в эксплуатации — напряжением 2 кВ. В условиях эксплуатации испытание может выполняться мегаомметром на 2,5 кВ.

Электрифицированный инструмент применяют при работах без снятия напряжения в установках напряжением до 1 кВ.

Таблица П1. **Сопротивление и потребление измерительных приборов и реле**

Наименование приборов и реле	Сопротивление токовых обмоток, Ом	Потребление токовых обмоток, В·А	Потребление обмоток напряжения, В·А	Наименование приборов и реле	Сопротивление токовых обмоток, Ом	Потребление токовых обмоток, В·А	Потребление обмоток напряжения, В·А
Амперметры	0,2—0,4	—	—	1-я рабочая обмотка	2,5	0—100***	—
Вольтметры	—	—	10	2-я рабочая обмотка	1,5	0—120***	—
Ваттметры и варметры	0,2—0,4	—	10	3-я рабочая обмотка	0,25	0—220***	—
Счетчики активной и реактивной энергии	0,06	—	4,5—6	Реле токовые типа:			
				РТ-81, РТ-82, РТ-83, РТ-84, РТ-85	—	10	—
Токовые реле типа:				РТ-91, РТ-95	—	25	—
РТ-40/0,2	—	0,2*	—	Реле напряжения типов РН-58, РН-53, РН-54	—	—	1,5—4 (в зависимости от уставки)
РТ-40/6	—	0,5*	—				
РТ-40/50	—	0,8*	—				
РТ-40/100	—	1,8*	—				
РТ-40/200	—	8,0*	—				
Фильтр-реле типа РТФ-1М	—	5,5 на фазу	—	Реле мощности типа:			
				РБМ 171, РБМ 271	—	10	40
Дифференциальные реле типов:				РБМ 177, РБМ 277	—	10	35
				РБМ 178, РБМ 278	—	10	90
РНТ-565	0,1**	0—225	—	Промежуточное реле типа:			
РНТ-566				РП 252	—	—	7
				РП 23	—	—	6

* При минимальной уставке.
** В каждой из трех обмоток.
*** В аварийном режиме в зависимости от тока в обмотках.

Таблица П2. **Потребление измерительной аппаратуры и реле, подключенных к основным обмоткам ТН типа ЗНОЛ-06-24**

Наименование	Количество, шт.	Потребление, В·А			Наименование	Количество, шт.	Потребление, В·А		
		S_{AB}	S_{BC}	S_{AC}			S_{AB}	S_{BC}	S_{AC}
Измерительный преобразователь активной мощности	5	5×1	5×1	5×5	Вольтметр показывающий	1	10	—	—
					Вольтметр регистрирующий	1	10	—	—
Измерительный преобразователь реактивной мощности	2	2×1	2×1	2×10	Ваттметр регистрирующий	1	10	10	—
Измерительный преобразователь для измерения частоты	1	—	5	5	Реле напряжения для защиты от повышения напряжения	1	—	—	4
Счетчик активной энергии	1	6	6	—	Блок-реле КРС-2 для дистанционной защиты и защиты от потери возбуждения	1	18	18	—
Ваттметр показывающий	1	10	10	—					
Варметр показывающий	1	10	10	—					
Частотомер показывающий	1	3	—	—	Суммарное потребление	—	84	66	49

Таблица П3. **Обозначение цепей ТТ для релейной защиты автоматики и измерительных приборов одной проектной функциональной группы**

Обозначение ТТ в схеме	Обозначение токовых цепей для фазы				Дополнительные порядковые номера токовых цепей
	A	*B*	*C*	*N*	
TA1	*A*411—*A*419	*B*411—*B*419	*C*411—*C*419	*N*411—*N*419	*A*(*B*, *C*, *N*) 4110—4119
TA2	*A*421—*A*429	*B*421—*B*429	*C*421—*C*429	*N*421—*N*429	*A*(*B*, *C*, *N*)4210—4219
...	...	...	...	...	...
TA9	*A*491—*A*499	*B*491—*B*499	*C*491—*C*499	*N*491—*N*499	*A*(*B*, *C*, *N*) 4910—4919
TA10	*A*501—*A*509	*B*501—*B*509	*C*501—*C*509	*N*501—*N*509	*A*(*B*, *C*, *N*) 5010—5019

Продолжение табл. П3

Обозначение ТТ в схеме	Обозначение токовых цепей для фазы				Дополнительные порядковые номера токовых цепей
	A	*B*	*C*	*N*	
TA11	*A*511—*A*519	*B*511—*B*519	*C*511—*C*519	*N*511—*N*519	*A*(*B*, *C*, *N*) 5110—5119
...	...	...	...	...	...
TA19	*A*591—*A*599	*B*591—*B*599	*C*591—*C*599	*N*591—*N*599	*A*(*B*, *C*, *N*) 5910—5919
TA20	*A*801—*A*809	*B*801—*B*809	*C*801—*C*809	*N*801—*N*809	*A*(*B*, *C*, *N*) 8010—8019
TA21	*A*811—*A*819	*B*811—*B*819	*C*811—*C*819	*N*811—*N*819	*A*(*B*, *C*, *N*) 8110—8119
...	...	...	...	...	...

Таблица П4. **Обозначение цепей ТН для релейной защиты, автоматики и измерительных приборов одной проектной функциональной группы**

Обозначение ТН в схеме	Обозначение цепей напряжения для фазы				
	A	*B*	*C*	*N*	*H*
TV1	*A*611—*A*619	*B*611—*B*619	*C*611—*C*619	*N*611—*N*619	*H*611—*H*619
TV2	*A*621—*A*629	*B*621—*B*629	*C*621—*C*629	*N*621—*N*629	*H*621—*H*629
TV3	*A*631—*A*639	*B*631—*B*639	*C*631—*C*639	*N*631—*N*639	*H*631—*H*639

Таблица П5. **Обозначение шинок напряжения**

Напряжение сборных шин, кВ	Шинки ТН I системы шин или любой секции при одиночной системе шин		Шинки ТН II системы шин		Шинки ТН обходной системы шин	
	буквенное обозначение	числовое обозначение	буквенное обозначение	числовое обозначение	буквенное обозначение	числовое обозначение
750 500	*EV*1*A*(*B*, *C*, *N*, *H*, *U*, *K*, *F*)	671 651	*EV*2*A*(*B*, *C*, *N*, *H*, *U*, *K*, *F*)	672 652	*EVB.U* (*F*)	
330 220 110	*EV*1*A*(*B*, *C*, *N*, *H*, *U*, *K*, *F*)	641 621 611	*EV*2*A*(*B*, *C*, *N*, *H*, *U*, *K*, *F*)	642 622 612		650
35 6—10	*E*, *V*1*A*(*B*, *C*, *N*, *H*, *U*, *K*)	631 661	*EV*2*A*(*B*, *C*, *N*, *H*, *U*, *K*)	632 662	—	—
СН 3—6	*EV*1*A*(*B*, *C*, *N*)	630		—	—	—

Таблица П6. **Типовые панели и пульты управления, защиты, сигнализации и автоматики для тепловых электростанций**

Наименование и назначение панели	Номенклатурный индекс панели
Панели и пульты управления	
Пульты управления генераторами, шиносоединительными и секционными выключателями 6—10 кВ	ЭПУ-101-72А(Б); ЭПУ-102-72А(Б)
То же, но панели управления	ЭПУ-111-72А(Б); ЭПУ-112-72А(Б)
Пульты управления блоком генератор — трансформатор	ЭПУ-302-72А(Б); ЭПУ-304-72А(Б)
То же, но панели управления	ЭПУ-312-72А(Б); ЭПУ-314-72А(Б)
Пульты управления блоком генератор — трансформатор с блочного щита управления с планшетами	ПБЩЭ-001А(Б)-72; ПБЩЭ-002А(Б)-72; ПБЩЭ-003А(Б)-72; ПБЩЭ-004А(Б)-72 ПБЩЭ-005÷008-72
Панели управления трансформаторами связи	ЭПУ-212-72А(Б); ЭПУ-213-72А(Б); ЭПУ-201÷208-72
Панели управления элементами РУ 110—500 кВ с планшетами	ЭПУ-701-72; ЭПУ-601-72; ЭПУ-602-72
Пульты управления оборудованием электрической части блока и питающими элементами СН с блочного щита управления с планшетами	ПБЩЭ-009А(Б) ÷ 0,14А(Б)-72

Наименование и назначение панели	Номенклатурный индекс панели
Панели управления трансформаторами СН	ЭПУ-401-72 ЭПУ-405-72
Панели управления центральной сигнализации	ЭПУ-503-72; ЭПУ-502-72
Панели управления резервным возбудителем и устройств группового управления возбуждением генераторов	ЭПУ-501-72 ЭПУ-504А(Б, В)-71 ЭПУ-505А(Б, В)-71
Панели автоматики и защиты	
Панели автоматики и защиты генераторов	ЭПР-101А(Б)-72; ЭПР-113-71; ЭПЗ-101-72; ЭПЗ-102-72
Панели автоматики и защиты блока генератор—трансформатор	ЭПР-302А(Б)-72; ЭПР-303-72; ЭПР-304А(Б)-72; ЭПР-306А(Б)-72; ЭПР-309-72; ЭПР-307А(Б)-72; ЭПЗ-302А(Б)-77; ЭПЗ-303А(Б, В, Г)-77; ЭПЗ-304А(Б)-77; ЭПЗ-305÷307-72
Панели автоматики и защиты трансформаторов	ЭПР-201А(Б, В, Г)-72; ЭПР-202А(Б)-72; ЭПР-203А(Б)-72 ЭП-202А, Б-204А, Б-72
Панели автоматики и защиты шин и шинных аппаратов	ЭПР-511А(Б, В)-74; ЭПР-505А(Б, В)-72; ЭПР-506А(Б,В)-72; ЭПЗ-505А(Б)-74; ЭПЗ-506А(Б)-74; ЭПЗ-507÷511-74; ЭПР-512А(Б)-74; ЭПЗ-501÷504-73
Панели автоматики выключателей полуторной схемы 330—500 кВ	ЭПР-701А(Б, В)-72; ЭПР-702А(Б, В)-72; ЭПР-703-72; ЭПР-704-72
Панели автоматики линий	ЭПР-602А(Б, В)-72; ЭПР-603А(Б, В)-72
Панели автоматики общестанционных элементов	ЭПР-605-72; ЭПР-501-72; ЭПР-502-72; ЭПР-503-72; ЭПР-512-74
Панели счетчиков и регистрирующих приборов генераторов и шин	ЭПР-305-72; ЭПР-308-72; ЭПР-508-72
Панели автоматики и защиты питающих элементов СН	ЭПР-402-404-72; ЭПЗ-401-72; ЭПР-402А(Б)-72, ЭПР-403-405-74; ЭПЗ-406А(Б)-74; ЭПЗ-407-74

Таблица П7. **Типовые панели защиты, автоматики и сигнализации для подстанций 110—500 кВ**

Наименование и назначение панели	Номенклатурный индекс панели
Панель дифференциальной защиты шин 110—220 кВ с торможением	ЭПЗ1292-77
Панели защиты двухобмоточного трансформатора 110—220 кВ	ЭПЗ1001-80; ЭПЗ1002-80
Панели основных защит трехобмоточного трансформатора 110—220 кВ	ЭПЗ1003-80; ЭПЗ1004-80
Панели резервных защит трехобмоточного трансформатора 110—220 кВ	ЭПЗ1005-80; ЭПЗ1006-80
Панели дифференциальной защиты автотрансформатора 220 кВ	ЭПЗ1008-81; ЭПЗ1009-82
Панели резервных защит автотрансформатора 220 кВ	ЭПЗ1010-82; ЭПЗ1011-82; ЭПЗ1272-78; ЭПЗ1288-78; ЭПЗ1290-78
Панель защиты от внутренних повреждений автотрансформаторов 330—500 кВ	ЭПЗ1020-82
Панели резервных защит автотрансформатора 330—500 кВ	ЭПЗ1012-82; ЭПЗ1014-82; ЭПЗ1015-82
Панель защиты линейного реактора 500—750 кВ	ЭПЗ1017-82
Панель защиты шинного реактора 500 кВ	ЭПЗ1018-82
Панели защиты линий 110—220 кВ	ЭПЗ1636-67/1,2; ЭПЗ1637-73—ЭПЗ1642-73
Панели вспомогательных устройств для подстанции на выпрямленном оперативном токе 110—220 кВ	ПВУ11-80—ПВУ15-80
Панели реле управления выключателем 330—500 кВ	ЭПР701А-72; ЭПР702А-72; ЭПР704-72
Панель возбуждения синхронного компенсатора	ЭПО1061-78; ЭПО1066/1-83
Панель автоматики и сигнализации СК	ЭПО1063/1-83
Панель защиты СК	ЭПО1064/1,2-83

Таблица П8. **Типовые блоки автоматики, управления, измерения и защиты**

Наименование и назначение блока	Номенклатурные индексы блоков
Блоки для подстанций 35—220 кВ	
Блок автоматики выключателя 6—10—35 кВ автотрансформатора (трансформатора)	БА106/1-77
Блок автоматики секционного выключателя 6—10(35) кВ	БА110/2-78
Блок автоматики выключателя 110 кВ с проверкой синхронизма	БА178-76
Блок автоматики масляного выключателя 220 кВ с однократными АПВ	БА179-76; БА182-76
Блок автоматики выключателя 35—110 кВ с однократным АПВ	БА181-76
Блоки автоматики с однократным АПВ с проверкой синхронизма масляных выключателей линий 35, 110 и 220 кВ	БА185-76; БА184-76
Блок автоматики воздушного выключателя 110—220 кВ без АПВ для трансформатора	БА195-80
То же масляного выключателя 110—220 кВ	БА197-80; БА196-80
Блок автоматики отделителя	БА119-74
Блок автоматики отделителя	БА120/1-74
Блок центральной сигнализации	БА125/2-82
Блок защиты шиносоединительного или секционного выключателя 35 кВ	БЗ208/1-73
Блок токовой направленной защиты от замыканий на землю	БЗ297-80
Блок защиты шиносоединительного или секционного выключателя 110—220 кВ	БЗ299-80
Блок резервных защит автотрансформатора на стороне 220 кВ	БЗ294-78
Блок дифференциальной защиты автотрансформатора 220 кВ	БЗ298-81
Блок реле-повторителей шинных разъединителей автотрансформатора	ББЗ18-73
Блок реле-повторителей шинных разъединителей линии или обходного выключателя 110—220 кВ	ББЗ19/2-81
Блоки промежуточных реле	ББЗ04-70; ББЗ24-75
Блоки трансформаторов напряжения 35, 110 и 220 кВ	ББЗ07/1-73; ББЗ23/1-77; ББЗ40-82; ББЗ41-82
Блок регистрирующих вольтметров	ББЗ09-70
Блок оперативной блокировки разъединителей	ББ610/1-78
Блоки измерения и регулирования напряжения автотрансформаторов	БИ401/1(2, 3)-75—БИ410/1(2, 3)-75
Блоки измерения шинных аппаратов 6—10, 35, 110 и 220 кВ	БИ411/1-78; БИ414/1-78
Блоки измерения шинных аппаратов и линий 6—10, 35, 110 и 220 кВ	БИ415/1-78; БИ416/1-78; БИ417/1-78
Блоки измерения шинных аппаратов и линий	БИ420/1-78—БИ433/1-78; БИ436-78—БИ439-78
Блок измерения двух секционных выключателей	БИ440-78
Блоки измерения линий 35—220 кВ	БИ471-69; БИ472-69
Блоки управления трехобмоточного автотрансформатора с двумя выключателями на вводе низшего напряжения	БУ501/101-78—БУ501/138-78
То же, но с одним выключателем на вводе НН	БУ502/101-78—БУ502/198-78
Блок управления двухобмоточного автотрансформатора с двумя выключателями на вводе НН	БУ503/101-78—БУ503/128-78
То же, но с одним выключателем на вводе НН	БУ504/101-78—БУ504/118-78
Блоки управления отделителя 110 и 220 кВ, обходного и шиносоединительного (секционного) выключателей	БУ507/3, 4-78; БУ508/5, 6, 7, 8-78; БУ511/1-78; БУ512/1-78
Блоки управления обходного и шиносоединительного выключателей 110—220 кВ	БУ517/3, 4, 5-78; БУ518/7÷14-78; БУ519/5÷14-78; БУ520/2-78; БУ521/3, 4-78
Блоки управления линий 110—220 кВ	БУ570/15—21-77
Блоки для подстанций 330—500 кВ	
Устройство резервирования при действии защиты от повышения напряжения на линиях 330—500 кВ и отказе выключателя (УРОВ)	БА105-73
Блок автоматики выключателя реактора 500 кВ	БА114/1-78
Блок автоматики выключателя ВНВ реактора шин 500 кВ	БА116-75
Блок автоматики выключателя 330—500 кВ автотрансформатора	БА166-73
Блок автоматики выключателя типа ВНВ на 330—500 кВ с трехфазным и однофазным АПВ	БА174-75
Блок центральной сигнализации	БА162-73

Наименование и назначение блока	Номенклатурные индексы блоков
Блок охлаждения автотрансформаторов (трансформаторов)	БА129/1-81; БА130/1-81
Блок охлаждения реактора	БА176-75
Блок управления устройством пожаротушения	ББ322-73
Блок измерения двух линий 330—500 кВ	БИ441-73
Блок измерения одной линии 330—500 кВ	БИ443-73
Блок измерения шинных аппаратов 330—500 кВ	БИ445-73; БИ446-73

Таблица П9. **Условные позиционные обозначения элементов и устройств в электрических схемах вторичных соединений**

Аккумуляторная батарея	*GB*	Переключатель измерений	*SN*
Амперметр	*PA*	Переключатель синхронизации	*SS*
Блок испытательный	*SG*	Плавкий предохранитель	*F*
Ваттметр активной мощности	*PW*	Разъединитель, рубильник	*QS*
Ваттметр реактивной мощности	*PVA*	Разъединитель заземляющий	*QSG*
Вольтметр	*PV*	Реле газовое	*KSG*
Выключатель	*Q*	Реле давления	*KLP*
Выключатель автоматический	*SF*	Реле команды «Включить»	*KCC*
Генератор	*G*	Реле команды «Отключить»	*KCT*
Диод	*VD*	Реле контроля	*KS*
Замок электромагнитной блокировки разъединителя	*Y*	Реле мощности	*KW*
		Реле напряжения	*KV*
Замок электромагнитной блокировки заземляющего ножа	*YG*	Реле положения «Включено»	*KQC*
		Реле положения «Отключено»	*KQT*
Ключ, переключатель цепей управления	*SA*	Реле промежуточное	*KL*
Ключ, переключатель режима	*SAC*	Реле тока	*KA*
Кнопка управления	*SB*	Реле фиксации команды включения	*KQQ*
Контактор, пускатель	*KM*	Сигнальное табло	*HLA*
Лампа с белой линзой	*HLW*	Трансформатор напряжения	*TV*
Лампа с зеленой линзой	*HLG*	Трансформатор тока	*TA*
Лампа с красной линзой	*HLR*	Электромагнит включения	*YAC*
Накладка	*SX*	Электромагнит отключения	*YAT*
Переключатель блокировки	*SAB*	Электроконтактный манометр	*BP, KSP*

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Правила** устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985. 640 с.

2. **Электротехнический** справочник: В 3-х т. Т. 3, кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии/Под общ. ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. 6-е изд., испр. и доп. М.: Энергоиздат, 1982. 656 с.

3. **Справочник** по проектированию подстанций 35—500 кВ/Г. В. Вишняков, Е. А. Гоберман, С. Л. Гольцман и др. Под общ. ред. С. С. Рокотяна и Я. С. Самойлова. М.: Энергоиздат, 1982. 352 с.

4. **Лезнов С. И., Тайц А. А.** Обслуживание электрооборудования электрических станций и подстанций. М.: Высшая школа, 1980. 304 с.

5. **Этус Н. Г., Махлина Л. Н.** Технология электромонтажных работ на электростанциях и подстанциях. М.: Энергоиздат, 1982. 568 с.

6. **Устинов П. И.** Обслуживание стационарных свинцовокислотных аккумуляторов. М.: Энергия, 1974. 120 с.

7. **Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А.** Основы автоматики энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981. 344 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава 1. Схемы электрических соединений электростанций и подстанций 4
1.1. Главные схемы электрических соединений 4
1.2. Схемы электрических соединений собственных нужд 6

Глава 2. Схемы вторичных цепей и их назначение 9
2.1. Назначение вторичных цепей 9
2.2. Токовые цепи 12
2.3. Цепи напряжения 14
2.4. Цепи оперативного тока 21

Глава 3. Принципы построения схем управления и сигнализации и способы их выполнения . 25
3.1. Схемы управления масляных и воздушных выключателей 25
3.2. Схемы управления разъединителей, отделителей, короткозамыкателей . . . 33
3.3. Избирательные схемы управления . . 37
3.4. Схемы аварийной и предупреждающей сигнализации на постоянном оперативном токе 38

Глава 4. Обозначение элементов в электрических схемах 43
4.1. Общие положения 43
4.2. Условные обозначения проектных функциональных групп и кабельных линий . 44
4.3. Условные позиционные обозначения элементов вторичных цепей 45
4.4. Обозначение вторичных цепей . . . 45

Глава 5. Источники питания оперативного тока 49
5.1. Применение источников оперативного тока 49
5.2. Источники постоянного тока 50
5.3. Устройства выпрямленного тока . . . 52
5.4. Питание оперативных цепей переменным током 56
5.5. Измерительные трансформаторы . . . 56

Глава 6. Аппаратура вторичных устройств и ее размещение на панелях 60
6.1. Аппаратура управления и сигнализации 60
6.2. Приборы защиты и измерения . . . 65
6.3. Контактная арматура 69
6.4. Размещение аппаратуры вторичных устройств на панелях, конструкции и типы панелей 70
6.5. Ряды зажимов на комплектных устройствах 73
6.6. Монтажные схемы комплектных устройств 75

Глава 7. Устройство вторичных цепей . . . 76
7.1. Выбор конструкций проводников . . 76
7.2. Определение сечения жил проводников вторичных цепей трансформаторов тока 80
7.3. Определение нагрузок трансформаторов напряжения и сечений жил контрольных кабелей (проводов). Защита цепей напряжения 82
7.4. Защита вторичных цепей оперативного тока 92
7.5. Прокладка контрольных кабелей и изолированных проводов 97
7.6. Особенности выполнения вторичных цепей в КРУ 6—10 кВ 104

Глава 8. Оперативные пункты управления . . 105
8.1. Общая часть 105
8.2. Оперативные пункты управления на тепловых электростанциях 108
8.3. Оперативные пункты управления на гидроэлектростанциях 112
8.4. Оперативные пункты управления на атомных электростанциях 115
8.5. Оперативные пункты управления на подстанциях 117
8.6. Схемы распределения оперативного тока 118

Глава 9. Обслуживание вторичных цепей . . 125
9.1. Объем и задачи технического обслуживания вторичных цепей 125
9.2. Надзор, проверки и осмотры, периодичность 126
9.3. Характерные повреждения и нарушения, их предупреждение 133
9.4. Приемо-сдаточные и профилактические испытания 139
9.5. Требования к персоналу, обслуживающему вторичные цепи 144
9.6. Комплект приборов и инструмента . . 145
Приложение 146
Список литературы 150

СЕМЕН ИСААКОВИЧ ЛЕЗНОВ, АБРАМ ЛИПОВИЧ ФАЕРМАН, ЛЮДМИЛА НАТАНОВНА МАХЛИНА

УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Редактор Ф. Н. Рывкина
Редактор издательства Л. Л. Жданова
Обложка художника Е. Н. Волкова
Художественный редактор В. А. Гозак-Хозак
Технический редактор А. С. Давыдова
Корректор Л. С. Тимохова

ИБ № 1015

Сдано в набор 01.07.85. Подписано в печать 23.12.85. Т-24545. Формат 84×108$^1/_{16}$. Бумага кн.-журн. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 15,96. Усл. кр.-отт. 16,38. Уч.-изд. л. 18,61. Тираж 30 000 экз. Заказ 284. Цена 95 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7